



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

# **Gestión del flujo de potencia reactiva en los sistemas de subtransmisión y distribución local de energía eléctrica (niveles de tensión 4 y 3) operados por la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.**

**Alejandro Alzate Segura**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Ingeniería y Arquitectura  
Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación  
Manizales, Colombia  
2015



# **Gestión del flujo de potencia reactiva en los sistemas de subtransmisión y distribución local de energía eléctrica (niveles de tensión 4 y 3) operados por la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P.**

**Alejandro Alzate Segura**

Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
**Magíster en Ingeniería - Ingeniería Eléctrica**

Director:

Magíster Jorge Fernando Gutiérrez Gómez

Línea de Investigación:

Sistemas de Potencia

Grupo de Investigación:

GIPEM

Universidad Nacional de Colombia

Facultad de Ingeniería y Arquitectura

Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Computación

Manizales, Colombia

2015



*Dedicado a mis padres, María Emilia y José  
Jair, por guiarme siempre de la mano de  
Dios, a mi esposa Carolina y a mis hijas,  
Camila y Sofía, por quienes vivo y sueño,  
gracias a su amor y acompañamiento  
incondicional.*



## **Agradecimientos**

Al ingeniero Jorge Fernando Gutiérrez Gómez, director del trabajo, por su dedicación y apoyo permanente durante el desarrollo del proyecto.

A la Central Hidroeléctrica de Caldas S.A. E.S.P., por brindarme las facilidades para el desarrollo del programa de estudios.





## Resumen

El presente trabajo propone medidas y estrategias que permiten mejorar las condiciones técnicas y comerciales asociadas al transporte de energía reactiva en exceso a través del sistema eléctrico operados por la CHEC S.A. E.S.P., abordando una metodología que involucra la consulta, el tratamiento y análisis de los registros de energía activa y reactiva obtenidos por los sistemas de medida instalados en las fronteras comerciales, con el propósito de diagnosticar las condiciones técnicas, operativas y comerciales asociadas a los requerimientos de generación, transporte, transformación y consumo de reactivos. El ejercicio considera el contexto normativo y regulatorio para la potencia reactiva, incorporando las señales evolutivas establecidas por los lineamientos de la propuesta de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo periodo tarifario. El modelamiento y la simulación del sistema eléctrico bajo estudio, permitió analizar los efectos de elementos como la posición de los cambiadores de taps de los transformadores de potencia, el factor de potencia de las cargas, el despacho de los recursos de generación y la puesta en servicio de proyectos de expansión de infraestructura, en la formulación de las acciones orientadas a la solución del problema.

**Palabras clave:** sistemas de potencia, energía reactiva, factor de potencia, penalización, reducción de pagos.

## Abstract

Reactive power flow management in subtransmission and local distribution electricity systems (voltage levels 4 and 3) operated by Central Hidroelectrica de Caldas S.A. E.S.P.

This paper proposes actions and strategies to improve technical and commercial conditions associated with excess of reactive power flows through electrical system operated by the CHEC S.A. ESP, addressing a methodology that involves technical literature review, power system simulation, analysis of active and reactive power flows data obtained from the measuring equipment placed on the commercial borders in order to diagnose technical, operational and commercial issues associated with generation, transmission and consumption of reactive power. This work considered the national regulatory and legal frameworks and the incentives set out in the distribution code for the next tariff period. Electric system modeling and simulation, enabled to analyze factors effects such as power transformers tap changers position, loads power factor, generation resources dispatch and infrastructure expansion projects start up in formulation of actions aimed at solving the problems.

**Keywords:** power systems, reactive power, power factor, penalty, payment reduction.

# Contenido

	Pág.
<b>Resumen .....</b>	<b>IX</b>
<b>Lista de figuras.....</b>	<b>XIII</b>
<b>Lista de tablas .....</b>	<b>XVII</b>
<b>Lista de abreviaturas.....</b>	<b>XVIII</b>
<b>Introducción .....</b>	<b>1</b>
<b>1. Marco legal y regulatorio .....</b>	<b>3</b>
1.1 Antecedentes.....	3
1.1.1 Evolución cronológica del marco regulatorio asociado a la gestión de la potencia y energía reactiva en Colombia.....	4
1.1.2 Prospectiva regulatoria asociada a la gestión de la potencia y energía reactiva en Colombia.....	8
<b>2. Modelamiento y simulación del sistema eléctrico .....</b>	<b>11</b>
2.1 Modelamiento del sistema eléctrico .....	12
2.1.1 Sistemas de transmisión nacional, transmisión regional y distribución local	13
2.1.2 Horizonte de análisis .....	18
2.1.3 Demanda .....	18
2.1.4 Recursos de generación .....	20
2.1.5 Expansión en transmisión y generación .....	22
<b>3. Diagnóstico de la problemática técnico-comercial.....</b>	<b>25</b>
3.1 Fronteras de conexión al STN .....	27
3.2 Fronteras de intercambio con otros operadores de red.....	36
3.3 Fronteras de generación.....	51
3.4 Fronteras de usuarios .....	60
<b>4. Propuesta de estrategias y soluciones.....</b>	<b>77</b>
4.1 Contexto evolutivo de mediano plazo del sistema eléctrico .....	77
4.2 Caracterización de la problemática .....	83
4.3 Formulación de propuestas .....	90
4.3.1 Verificación de la capacidad de generación de energía reactiva .....	91
4.3.2 Validación operativa de las tensiones objetivo .....	92

4.3.3	Análisis del impacto de la puesta en servicio de nuevas unidades de generación.....	95
4.3.4	Plan de seguimiento al factor de potencia de las cargas.....	96
4.3.5	Gestión sectorial para que el regulador revise la pertinencia del cobro de la energía reactiva en exceso en el nivel de tensión 4 .....	101
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>103</b>
5.1	Conclusiones.....	103
<b>A.</b>	<b>Anexo: Resoluciones CREG relacionadas con la gestión de la energía reactiva en Colombia .....</b>	<b>107</b>
<b>B.</b>	<b>Anexo: Evolución cronológica del marco regulatorio asociado a la potencia y energía reactiva en Colombia .....</b>	<b>123</b>
	<b>Bibliografía .....</b>	<b>125</b>

## Lista de figuras

	Pág.
<b>Figura 2-1:</b>	Ámbito geográfico de cobertura del Operador de Red CHEC. .... 13
<b>Figura 2-2:</b>	Redes de transmisión, subtransmisión y distribución de la subárea CQR. 14
<b>Figura 2-3:</b>	Infraestructura eléctrica del Sistema de Transmisión Regional (nivel 4). 16
<b>Figura 2-4:</b>	Infraestructura eléctrica del Sistema de Distribución Local (nivel 3)..... 17
<b>Figura 2-5:</b>	Diagrama unifilar subárea operativa CQR con expansión proyectada [32]. 24
<b>Figura 3-1:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Esmeralda 1. .... 27
<b>Figura 3-2:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Esmeralda 2. .... 28
<b>Figura 3-3:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Hermosa. .... 28
<b>Figura 3-4:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Enea. .... 29
<b>Figura 3-5:</b>	Curva de duración del factor de potencia Esmeralda 1..... 29
<b>Figura 3-6:</b>	Curva de duración del factor de potencia Esmeralda 2..... 30
<b>Figura 3-7:</b>	Curva de duración del factor de potencia Hermosa. .... 30
<b>Figura 3-8:</b>	Curva de duración del factor de potencia Enea. .... 31
<b>Figura 3-9:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Esmeralda 1..... 31
<b>Figura 3-10:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Esmeralda 2..... 32
<b>Figura 3-11:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Hermosa. .... 32
<b>Figura 3-12:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Enea. .... 33
<b>Figura 3-13:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Esmeralda 1. .. 33
<b>Figura 3-14:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Esmeralda 2. .. 34
<b>Figura 3-15:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Hermosa. .... 34
<b>Figura 3-16:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Enea. .... 35
<b>Figura 3-17:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Cartago 115 kV..... 37
<b>Figura 3-18:</b>	Curva de duración del factor de potencia Cartago 115 kV. .... 37
<b>Figura 3-19:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Cartago 115 kV... 38
<b>Figura 3-20:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Cartago 115 kV. 38
<b>Figura 3-21:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Victoria 115 kV. .... 39
<b>Figura 3-22:</b>	Curva de duración del factor de potencia Victoria 115 kV. .... 39
<b>Figura 3-23:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Victoria 115 kV.... 40
<b>Figura 3-24:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Victoria 115 kV.40
<b>Figura 3-25:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Regivit 115 kV..... 41
<b>Figura 3-26:</b>	Curva de duración del factor de potencia Regivit 115 kV. .... 41
<b>Figura 3-27:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Regivit 115 kV.... 42

<b>Figura 3-28:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Regivit 115 kV.	42
<b>Figura 3-29:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Pavas 115 kV. ....	44
<b>Figura 3-30:</b>	Curva de duración del factor de potencia Pavas 115 kV.....	45
<b>Figura 3-31:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Pavas 115 kV. ....	45
<b>Figura 3-32:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Pavas 115 kV..	46
<b>Figura 3-33:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Dosquebradas 115 kV...	46
<b>Figura 3-34:</b>	Curva de duración del factor de potencia Dosquebradas 115 kV. ....	47
<b>Figura 3-35:</b>	Curva de duración energía reactiva penalizada Dosquebradas 115 kV..	47
<b>Figura 3-36:</b>	Distribución temporal energía reactiva penalizada Dosquebradas 115 kV. 48	
<b>Figura 3-37:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia La Rosa 115 kV.....	48
<b>Figura 3-38:</b>	Curva de duración del factor de potencia La Rosa 115 kV. ....	49
<b>Figura 3-39:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada La Rosa 115 kV...	49
<b>Figura 3-40:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada La Rosa 115 kV. 50	
<b>Figura 3-41:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta Ínsula. ....	52
<b>Figura 3-42:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta Esmeralda (grupo 1)....	52
<b>Figura 3-43:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta Esmeralda (grupo 2)....	53
<b>Figura 3-44:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta San Francisco (grupo 1). 53	
<b>Figura 3-45:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta San Francisco (grupo 2). 54	
<b>Figura 3-46:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta San Francisco (grupo 3). 54	
<b>Figura 3-47:</b>	Curva de duración del factor de potencia planta Termodorada.....	55
<b>Figura 3-48:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia cogenerador Ingenio Risaralda.	56
<b>Figura 3-49:</b>	Curva de duración del factor de potencia del cogenerador Ingenio Risaralda.	56
<b>Figura 3-50:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada cogenerador Ingenio Risaralda.	57
<b>Figura 3-51:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada cogenerador Ingenio Risaralda. ....	57
<b>Figura 3-52:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia cogenerador Papeles Nacionales.	58
<b>Figura 3-53:</b>	Curva de duración del factor de potencia cogenerador Papeles Nacionales.	58
<b>Figura 3-54:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada cogenerador Papeles Nacionales. ....	59
<b>Figura 3-55:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada cogenerador Papeles Nacionales. ....	59
<b>Figura 3-56:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Sidecaldas.....	60
<b>Figura 3-57:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Buencafé. ....	61

<b>Figura 3-58:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Papeles Nacionales. ....	61
<b>Figura 3-59:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Ecopetrol Guaduario.....	62
<b>Figura 3-60:</b>	Curva de duración factor de potencia Sidecaldas. ....	62
<b>Figura 3-61:</b>	Curva de duración factor de potencia Buencafé. ....	63
<b>Figura 3-62:</b>	Curva de duración del factor de potencia Papeles Nacionales.....	63
<b>Figura 3-63:</b>	Curva de duración del factor de potencia Ecopetrol Guaduario. ....	64
<b>Figura 3-64:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Sidecaldas. ....	64
<b>Figura 3-65:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Buencafé.....	65
<b>Figura 3-66:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Papeles Nacionales.	65
<b>Figura 3-67:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Ecopetrol Guaduario.	66
<b>Figura 3-68:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Sidecaldas. ....	66
<b>Figura 3-69:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Buencafé. ....	67
<b>Figura 3-70:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Papeles Nacionales.	67
<b>Figura 3-71:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Ecopetrol Guaduario.	68
<b>Figura 3-72:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Ingenio Risaralda.....	69
<b>Figura 3-73:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Mineros Nacionales. ....	69
<b>Figura 3-74:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Cartones y Papeles. ....	70
<b>Figura 3-75:</b>	Diagrama de dispersión del factor de potencia Skinko Colombit.....	70
<b>Figura 3-76:</b>	Curva de duración factor de potencia Ingenio Risaralda. ....	71
<b>Figura 3-77:</b>	Curva de duración factor de potencia Mineros Nacionales. ....	71
<b>Figura 3-78:</b>	Curva de duración del factor de potencia Cartones y Papeles. ....	72
<b>Figura 3-79:</b>	Curva de duración del factor de potencia Skinko Colombit. ....	72
<b>Figura 3-80:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Ingenio Risaralda.	73
<b>Figura 3-81:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Mineros Nacionales.	73
<b>Figura 3-82:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Cartones y Papeles.	74
<b>Figura 3-83:</b>	Curva de duración de la energía reactiva penalizada Skinko Colombit. .	74
<b>Figura 3-84:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Ingenio Risaralda.	75
<b>Figura 3-85:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Mineros Nacionales.	75
<b>Figura 3-86:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Cartones y Papeles.	76
<b>Figura 3-87:</b>	Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Skinko Colombit.	76
<b>Figura 4-1:</b>	Tensiones en subestaciones del STR del área CQR en función de la entrada de obras de expansión. ....	79
<b>Figura 4-2:</b>	Cargabilidad y factor de potencia de transformadores de conexión al STN en función de la entrada de obras de expansión. ....	80

<b>Figura 4-3:</b>	Cargabilidad y factor de potencia de líneas del STR en función de la entrada de obras de expansión (corredor asociado a la frontera Cartago 115 kV). .....	81
<b>Figura 4-4:</b>	Cargabilidad y factor de potencia de líneas del STR en función de la entrada de obras de expansión (corredor asociado a la frontera Victoria 115 kV). .....	82
<b>Figura 4-5:</b>	Cargabilidad y factor de potencia de líneas del STR en función de la entrada de obras de expansión (corredor asociado a la frontera Regivit 115 kV). .....	82
<b>Figura 4-6:</b>	Comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera Cartago 115 kV. ....	84
<b>Figura 4-7:</b>	Comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera Victoria 115 kV. ....	85
<b>Figura 4-8:</b>	Comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera Regivit 115 kV. ....	85
<b>Figura 4-9:</b>	Flujo de energía reactiva (frontera Cartago 115 kV) y diferencia de tensiones (subestaciones La Hermosa y Cartago 115 kV) .....	87
<b>Figura 4-10:</b>	Flujo de energía reactiva año 2014 (frontera Cartago 115 kV). ....	88
<b>Figura 4-11:</b>	Flujo de energía reactiva frontera Cartago 115 kV y generación interna área CQR (julio - agosto 2014). ....	89
<b>Figura 4-12:</b>	Flujo de energía reactiva frontera Cartago 115 kV y diferencia de tensiones Hermosa 115 kV – Cartago 115 kV (julio - agosto 2014). ....	89
<b>Figura 4-13:</b>	Perfil de tensiones en barras del STR del área CQR en función del cambio en posiciones de cambiomas. ....	94
<b>Figura 4-14:</b>	Potencia reactiva y factor de potencia en los transformadores 230/115 kV del área CQR en función del cambio en posiciones de cambiomas. ....	94
<b>Figura 4-15:</b>	Tensiones en subestaciones del STR del área CQR en función de la variación del factor de potencia de las cargas. ....	98
<b>Figura 4-16:</b>	Potencia reactiva y factor de potencia de transformadores de conexión al STN en función de la variación del factor de potencia de las cargas. ....	99
<b>Figura 4-17:</b>	Potencia reactiva y factor de potencia de líneas del STR considerando la variación del factor de potencia de las cargas (corredor asociado a la frontera Cartago 115 kV). ....	99
<b>Figura 4-18:</b>	Potencia reactiva y factor de potencia de líneas del STR considerando la variación del factor de potencia de las cargas (corredor asociado a la frontera Victoria 115 kV). ....	100
<b>Figura 4-19:</b>	Potencia reactiva y factor de potencia de líneas del STR considerando la variación del factor de potencia de las cargas (corredor asociado a la frontera Regivit 115 kV). ....	101



## Lista de tablas

	Pág.
<b>Tabla 2-1:</b> Subestaciones del STN de la subárea CQR.....	15
<b>Tabla 2-2:</b> Subestaciones del STR de la subárea CQR.....	15
<b>Tabla 2-3:</b> Proyección anual de demanda de potencia máxima nacional [31].....	19
<b>Tabla 2-4:</b> Proyección anual de potencia máxima subárea CQR por operador. ....	19
<b>Tabla 2-5:</b> Proyección anual de potencia máxima subárea CQR por tipo de carga. ...	20
<b>Tabla 2-6:</b> Características generales de las plantas de generación hidráulica CHEC.	21
<b>Tabla 2-7:</b> Obras de expansión de infraestructura del STR proyectadas por CHEC...	23
<b>Tabla 3-1:</b> Tránsito de energía activa y reactiva por las fronteras de conexión al STN.	35
<b>Tabla 3-2:</b> Condiciones de exceso de reactivos en las fronteras de intercambio del STR.	43
<b>Tabla 3-3:</b> Exportaciones de energía activa y reactiva hacia el sistema de distribución operado por EEP.....	50
<b>Tabla 4-1:</b> Escenarios de simulación asociados a las obras de expansión proyectadas en el área CQR. ....	78
<b>Tabla 4-2:</b> Posición de cambiatomas de transformadores de conexión al STN del área CQR.	93
<b>Tabla 4-3:</b> Escenarios de simulación derivados de las recomendaciones de posiciones de cambiatomas sugeridas por XM. ....	93
<b>Tabla 4-4:</b> Proyectos de generación con posibilidades de conexión al sistema eléctrico operado por CHEC.....	95
<b>Tabla 4-5:</b> Escenarios de simulación asociados a la variación del factor de potencia.	97

## Lista de abreviaturas

<b>Abreviatura</b>	<b>Término</b>
<i>CHEC</i>	Central Hidroeléctrica de Caldas
<i>CND</i>	Centro Nacional de Despacho
<i>CQR</i>	Caldas - Quindío - Risaralda
<i>CREG</i>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<i>EEP</i>	Empresa de Energía de Pereira
<i>ENERTOLIMA</i>	Compañía Energética del Tolima
<i>EPSA</i>	Empresa de Energía del Pacífico
<i>SDL</i>	Sistema de Distribución Local
<i>SIN</i>	Sistema Interconectado Nacional
<i>STN</i>	Sistema de Transmisión Nacional
<i>STR</i>	Sistema de Transmisión Regional
<i>UPME</i>	Unidad de Planeación Minero Energética

# Introducción

El tránsito de flujos de potencia reactiva en los sistemas de subtransmisión y distribución local de energía eléctrica operados por la Central Hidroeléctrica de Caldas – CHEC S.A. E.S.P., se ha estudiado históricamente por las áreas de planeación eléctrica y operación del sistema, en razón de las implicaciones técnicas, operativas y comerciales asociadas a este fenómeno eléctrico. El estudio más reciente fue desarrollado en el año 2009 bajo la modalidad de consultoría, con el propósito de mejorar las condiciones técnicas y operativas de la operación del sistema (perfiles de tensión, cargabilidad de equipos, pérdidas técnicas y penalizaciones por exceso de transporte de energía reactiva) y determinar la magnitud, ubicación, especificaciones de equipos y costos de las soluciones a implementar para gestionar y optimizar la potencia reactiva, teniendo en cuenta propuestas para la instalación de equipos a la definición de consignas operativas. La implementación de las soluciones propuestas en dicho estudio no logró desarrollarse debido a consideraciones que en materia de inversión fueron definidas en las etapas de aprobación presupuestal, razón por la cual, el tránsito de reactivos en el sistema eléctrico operado por CHEC aún mantiene comportamientos similares a los que históricamente se han identificado y estudiado [1].

La problemática descrita ha trascendido en el sector eléctrico colombiano el lógico interés de los agentes directamente afectados, en tanto que el Centro Nacional de Despacho ha publicado en informes periódicos de planeación de la operación del Sistema Interconectado Nacional, recomendaciones para la ubicación de los cambiadores de tomas de los transformadores de potencia instalados en el área de influencia del Operador de Red CHEC, con el objetivo de realizar un adecuado control de la potencia reactiva, manteniendo un apropiado perfil de tensiones [2].

Desde el punto de vista técnico, los análisis y estudios descritos han concluido que el flujo de potencia reactiva en el sistema eléctrico operado por CHEC está altamente ligado a la posición combinada de los cambiadores de tomas en los transformadores de

conexión al Sistema de Transmisión Nacional, en especial en las subestaciones Hermosa, Esmeralda y Cartago, esta última propiedad de la Empresa de Energía del Pacífico a través de la cual se configura una frontera comercial con el Operador de Red CHEC. La condición deficitaria del sistema eléctrico operado por CHEC para la producción interna de la potencia reactiva requerida por las cargas y la condición técnica singular que lo posiciona como corredor natural de la potencia reactiva que circula desde el sur hacia el centro del país, ocasiona que existan flujos considerables de potencia reactiva al interior de los sistemas de subtransmisión y distribución por medio de los cuales CHEC suministra el servicio de energía eléctrica a los usuarios finales. Las repercusiones comerciales asociadas a las condiciones técnicas descritas, han presentado mayor criticidad en la frontera que con el departamento del Valle del Cauca se configura en la barra a 115 kV de la subestación Cartago. Históricamente, CHEC ha incurrido en pagos por exceso de transporte de energía reactiva en dicha frontera. Las cifras acumuladas indican que dichos pagos han superado los \$500 millones anuales por este concepto.

En consideración del contexto regulatorio y con el propósito de garantizar y mejorar las condiciones técnicas de prestación del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, y así ofrecer mejores condiciones comerciales en función del tránsito y liquidación de consumos de energía reactiva que procuren la eficiencia operativa, el presente trabajo está enfocado en diagnosticar técnicamente el comportamiento de los flujos de potencia y energía reactiva en los sistemas eléctricos de subtransmisión y distribución local operados por CHEC S.A. E.S.P., analizar los efectos de la entrada en operación de los proyectos de expansión de infraestructura sobre el comportamiento de los flujos de potencia reactiva del sistema y proponer estrategias y soluciones encaminadas a la solución de la problemática técnica y comercial que se presenta por el transporte de energía reactiva en exceso a través del sistema eléctrico por medio del cual CHEC S.A. E.S.P. presta el servicio de energía a los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda.

# **1.Marco legal y regulatorio**

La observación y registro de elementos y acontecimientos que enmarcan la gestión de la potencia reactiva en los sistemas de subtransmisión y distribución de energía eléctrica, involucra el estudio y análisis del marco legal y regulatorio aplicable a la caracterización del problema bajo estudio.

El presente capítulo describe el contexto regulatorio asociado a la gestión de la energía y potencia reactiva en Colombia, identificando las señales de mayor impacto a nivel sectorial, con énfasis en el análisis de las responsabilidades asignadas a los agentes distribuidores que participan en la cadena de suministro de la electricidad en el país, con el propósito de identificar elementos de carácter regulatorio que permitan caracterizar la situación actual del problema y ofrecer una perspectiva futura de la evolución del contexto regulatorio aplicable.

## **1.1 Antecedentes**

La Constitución Política de 1991 admitió como principio clave y deber del Estado colombiano, el logro de la eficiencia en los servicios públicos en el marco de la libre competencia, admitiendo la concurrencia de los particulares en este sector de la economía. Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidieron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia. Las leyes 142 y 143 de 1994 confieren al Estado colombiano la función de regulación del sector energético del país, con el objetivo básico de asegurar una adecuada prestación del servicio mediante el aprovechamiento eficiente de los diferentes recursos energéticos en beneficio del usuario, en términos de calidad, oportunidad y costo del servicio. Para este propósito, la Ley 143 de 1994 estipuló la creación de la Comisión de Regulación de

Energía y Gas (CREG) como Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía (MME).

Además de los aspectos técnicos y comerciales asociados a la generación, transporte y consumo de la energía reactiva, el desarrollo regulatorio de la Comisión se enfocó en el servicio complementario de soporte de tensión, también conocido como control de potencia reactiva, control de voltaje o control de tensión [3], cuya finalidad principal es garantizar la calidad y continuidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales, disminuyendo los riesgos de inestabilidad del sistema y el colapso de tensión.

El Anexo A presenta la recopilación de las resoluciones emitidas por la CREG en el periodo 1994-2014 relacionadas con la gestión de la potencia y energía reactiva en Colombia y que establecen el marco regulatorio aplicable en el tema. A partir de la revisión del contenido de cada resolución, la recopilación regulatoria incluye la descripción del alcance general de cada documento, precisa el contenido relacionado con la potencia y energía reactiva, señala los aspectos principales y describe la asociación con otras resoluciones emitidas por el regulador. El cuadro mostrado en el Anexo A involucra el contenido de las referencias [6] a [26].

### **1.1.1 Evolución cronológica del marco regulatorio asociado a la gestión de la potencia y energía reactiva en Colombia**

El análisis de la evolución cronológica del marco regulatorio asociado a la potencia y energía reactiva en el sector eléctrico colombiano, permite identificar que los criterios establecidos para calcular los cobros relacionados con el transporte y consumo de la energía reactiva, han evolucionado tímidamente en el tiempo a partir de la expedición de la resolución CREG 009 de 1996 [8], la cual estableció que para un mismo periodo de facturación, la energía reactiva registrada que supere el cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida, debe ser liquidada por las empresas con la tarifa de la respectiva energía activa. Bajo este contexto, la penalización por exceso de reactivos se configura cuando el factor de potencia es inferior a 0,9 (0,8944).

Previo a la expedición de la resolución 009-96, la Comisión publicó las resoluciones CREG 024 de 1995 [6] y CREG 025 de 1995 [7], a través de las cuales se Incluyó la

generación de potencia reactiva, en los servicios asociados de generación de energía y se estableció el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional -SIN, respectivamente. El Código de Redes, está compuesto por el Código de Planeamiento de la Expansión del Sistema de Transmisión Nacional, el Código de Conexión, el Código de Operación y el Código de Medida, y sus contenidos definen criterios, estándares, procedimientos, requisitos y condiciones técnicas, aplicables a las actividades desarrolladas por diferentes agentes de la cadena de suministro, tales como Generadores, Transmisores, Distribuidores y Usuarios.

Posteriormente, el ejercicio periódico que el regulador colombiano desarrolla en torno a la definición de las metodologías de remuneración de las actividades de transmisión y distribución de energía eléctrica en el SIN y el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión nacional, transmisión regional y distribución local [11, 18, 23, 24, 25, 26, 29], ha involucrado elementos relacionados con el cobro de la energía reactiva en exceso, dando la señal a los usuarios que por cada kilovolt-ampere de energía reactiva transportado en exceso sobre el límite, se debe pagar un valor igual al que se enfrenta por el transporte de la energía activa [25]. De esta manera, la Comisión incorporó directamente a los criterios aplicados en el cálculo y liquidación de los cargos por uso de los sistemas, los conceptos asociados a la liquidación y pago de los excedentes de energía reactiva, incorporando un factor de eficiencia de la red al concepto de aprovechamiento de la energía eléctrica, representado por el factor de potencia, dadas las implicaciones que conlleva el transporte de energía no deseada en los sistemas de energía eléctrica.

Otro grupo de resoluciones publicadas por el regulador desarrollan elementos complementarios asociados a la gestión de la potencia y energía reactiva en el sistema eléctrico colombiano, entre los cuales se destacan:

- Control al factor de potencia de los usuarios o suscriptores [12, 21].
- Compensación de consumos de energía reactiva, factor de potencia y equipos de medida de energía reactiva [11].
- Identificación de generaciones de seguridad, requerimientos de soporte de reactivos [16, 17, 20].
- Control de voltaje [26].

En el año 2005, la CREG presentó una propuesta regulatoria para el manejo de la potencia reactiva en Colombia, formalizada mediante la resolución CREG 018 de 2005 [20]. El soporte conceptual de esta resolución fue estructurado a partir de estudios y propuestas previamente adelantadas al interior del sector. La primera iniciativa fue resultado del apoyo que el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo – PNUD- ha prestado al gobierno colombiano en proyectos complementarios relacionados con la liberación económica, la participación privada, el desarrollo institucional y la modernización de la gestión pública. Bajo el proyecto PNUD/COL/96/020, la firma *The Brattle Group* presentó, en 2001, el informe de resultados de la consultoría para el diseño del marco regulatorio en potencia y energía reactiva [4]. Como complemento, en el año 2003 fue presentado a la CREG el proyecto de investigación denominado “Gestión de la Potencia Reactiva y su Reglamentación en Colombia”, desarrollado por Arboleda y Franco [5], el cual consolidó los elementos que el regulador utilizó como soporte para presentar en 2005, la propuesta para el manejo de la potencia reactiva en Colombia, a través de la resolución CREG 018 de 2005 [20]. No obstante, este proyecto de resolución no logró superar su condición de proyecto, después de haberlo hecho público a los interesados. Fue así como la Comisión a partir del año 2009, incluyó el tratamiento de la potencia y energía reactiva en algunas de sus agendas regulatorias anuales, ofreciendo señales frente a la necesidad de continuar con las labores de formalización de estos asuntos en el sector. Sin embargo, sólo hasta la expedición de la resolución CREG 043 de 2013 [24], a través de la cual el regulador expuso las bases para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el SIN para el período tarifario 2015-2019, la Comisión ofreció nuevos acercamientos en el tratamiento del tema. Específicamente, en materia de energía reactiva, el documento indicó textualmente “...*Teniendo en cuenta las diferencias entre los agentes respecto de la aplicación de las normas establecidas sobre el cobro del transporte de energía reactiva, se analizarán las situaciones en las cuales se deban efectuar pagos al OR por transporte de energía reactiva en exceso y las opciones para definir los incentivos necesarios para la corrección de esta situación por parte de los causantes...*”

La expedición reciente de la resolución CREG 079 de 2014 [27], a través de la cual la Comisión ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019 marcó



un precedente en torno al tratamiento de aspectos relacionados con el consumo, transporte y cobro de energía reactiva en el sector eléctrico colombiano, proponiendo realizar ajustes relacionados con:

- Revisión de la pertinencia del cobro de la energía reactiva en exceso en el nivel de tensión 4.
- Fortalecimiento de las señales para los usuarios que consumen o entregan energía reactiva al sistema.
- Análisis de la posibilidad de que alguna maniobra de un elemento de subestación pueda determinar la cantidad de la energía reactiva transportada y así generar un cobro que pueda ser evitado.
- Revisión del impacto de la implementación de un factor de potencia más alto como señal a los usuarios finales para corregir las posibles deficiencias en este sentido.

El contexto regulatorio descrito en el presente capítulo, deja entrever que los aspectos técnicos y comerciales en materia de potencia y energía reactiva, continúan siendo objeto de estudio por parte del regulador nacional, el cual estableció en primera instancia la definición de lineamientos transversales a la problemática, que involucran aspectos relacionados con la metodología de remuneración aplicable a la actividad de distribución de energía eléctrica, las condiciones técnicas que propenden por aumentar eficiencia de la red y el esquema de distribución de los cobros de la generación, consumo y transporte de la energía reactiva energía entre los agentes del mercado.

El Anexo B presenta gráficamente la evolución cronológica del marco regulatorio asociado a la gestión de la potencia y energía reactiva en Colombia, estableciendo la relación de cada documento regulatorio con cuatro categorías temáticas: Reglamento de Operación del SIN, liquidación de excedentes (consumo), remuneración de la actividad de distribución del SIN, remuneración de la actividad de transmisión del SIN y otros temas relacionados. Las resoluciones asociadas a la liquidación y cobro de excedentes de reactivos se incluyen en un bloque temático específico, con el propósito de verificar la evolución en el tiempo de los criterios, señales y métodos establecidos por el regulador en esta materia.

A través de la figura presentada en el Anexo B es posible identificar:

- Las consideraciones de planeamiento, coordinación operativa y los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del SIN relacionadas con la gestión de la potencia y energía reactiva establecidas desde 1995 (Código de Redes) y 1998 (Código de Distribución), han evolucionado discretamente en el tiempo. Se identifican 3 resoluciones del año 2000 que abordan temas relacionados con la calidad del servicio en el STN [13] y restricciones y generaciones de seguridad del SIN [16, 17], cuyas consideraciones y definiciones involucran temas relacionados con la gestión de reactivos en el sistema eléctrico colombiano, en el marco del Reglamento de Operación del SIN. Más recientemente, se identifica un documento que modifica el contenido del Código de Redes [6], abordando temas relacionados con el control de voltaje y las pruebas de capacidad de las unidades de generación.
- El desarrollo regulatorio para el establecimiento de las metodologías de remuneración de las actividades de transmisión y distribución de energía en el SIN, efectuado para los cuatro periodos tarifarios comprendidos entre 1995 y 2015, ha involucrado en todos los casos, elementos relacionados con la generación, transporte y consumo de energía reactiva, sin evolución marcada en los criterios y metodología para la liquidación de cobros relacionados con el cálculo de excedentes de transporte y consumo de energía reactiva. No obstante, los propósitos y lineamientos del ejercicio actualmente desarrollado por la CREG para el periodo tarifario venidero (2015-2019), deja entrever que existe la suficiente ilustración para sustentar y apalancar cambios que propendan por un tratamiento integral de la gestión de reactivos a nivel sistémico, en el marco de las señales de evolución metodológica en materia de remuneración de activos eléctricos de distribución de energía.

### **1.1.2 Prospectiva regulatoria asociada a la gestión de la potencia y energía reactiva en Colombia**

El contexto general ofrecido por el contenido desarrollado previamente en el presente capítulo, ofrece la posibilidad de dilucidar en torno a la evolución que desde el punto de vista regulatorio puede darse a la gestión de la potencia y energía reactiva en el sector eléctrico colombiano.

---

A través la Circular No. 063 de 2014 [28], la CREG hizo público el informe final del estudio para la determinación de costos de transporte de energía reactiva en el SIN, adelantado como parte de los análisis para establecer la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el siguiente periodo tarifario 2015-2019. el resumen de las responsabilidades de los diferentes agentes del sector eléctrico colombiano, respecto a la gestión del flujo de potencia reactiva [29], tanto para los generadores, transportadores, operadores de red (distribuidores), comercializadores y usuarios, así como para el CND, la CREG, el LAC y la UPME. Adicionalmente, el estudio contempla la identificación de alternativas regulatorias a partir de la revisión de la recopilación de normatividad internacional en torno a la gestión de la potencia y energía reactiva y la comparación de aspectos regulatorios comunes [30].



## **2. Modelamiento y simulación del sistema eléctrico**

La actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia, involucra la toma continua de decisiones por parte de los Operadores de Red para dar cumplimiento a las responsabilidades asignadas por el regulador para planear la expansión de la infraestructura y las inversiones y operar y mantener los sistemas de subtransmisión y distribución de energía eléctrica. El cumplimiento de los propósitos empresariales depende en gran medida de la efectividad de las estrategias declaradas y el alcance de los objetivos establecidos desde la formulación estratégica. La toma de decisiones se convierte en un elemento crítico orientado a garantizar el cumplimiento de los objetivos. Bajo estas consideraciones, sale a relucir la necesidad de conocer o predecir los efectos que dichas decisiones pueden ocasionar, identificando sus implicaciones técnicas, comerciales, financieras y legales. Aunque la toma de decisiones puede fundamentarse en argumentos basados en experiencias, conocimiento del problema o experimentación directa con el sistema bajo estudio, existen factores que inviabilizan esta alternativa al considerar diferentes niveles de riesgo en función de las implicaciones económicas, de seguridad, técnicas o de otra índole a que esto conlleva.

Buscando minimizar los riesgos, aparece la posibilidad de representar el sistema real bajo estudio a través de un prototipo equivalente que busca incorporar las características propias del sistema real, haciendo uso de algunas simplificaciones, suposiciones y adaptaciones. El denominado prototipo corresponde al modelo representativo del sistema real que servirá para experimentar los efectos de la toma de decisiones a través de la simulación.

El modelamiento y la simulación son herramientas fundamentales para el análisis de los sistemas eléctricos, ya que permiten estudiar los diferentes fenómenos que afectan sus estados de operación y funcionamiento. En las labores de diseño, estas actividades

ofrecen las bases necesarias para el dimensionamiento y especificación de equipos y elementos del sistema, mientras que en la operación permiten identificar consignas o esquemas que garantizan condiciones técnicas adecuadas para el funcionamiento del sistema. De igual forma a la hora de resolver problemas, actúan como herramientas de apoyo para el diagnóstico y la identificación, validación y verificación de las alternativas de solución.

## 2.1 Modelamiento del sistema eléctrico

Los análisis técnicos se realizan empleando la herramienta de análisis de sistemas eléctricos DlgSILENT PowerFactory 15.0.1 (x64) (*Digital Simulation and Network Calculation*), a través de un modelo que integra redes de los sistemas de transmisión nacional, transmisión regional y distribución local de energía eléctrica. El modelo contempla además de parámetros de generadores, líneas de transmisión, transformadores, equipos de compensación y valores de demanda, las consignas operativas relevantes en condiciones de operación normal y bajo contingencia de los sistemas, de acuerdo con información suministrada por XM y los Operadores de Red del país, en especial CHEC, EDEQ, EEP, Enertolima y EPSA en lo que compete al área operativa Caldas-Quindío-Risaralda – CQR.

La base de datos del SIN actual es de libre acceso para los Operadores de Red nacionales y contiene el modelo completo de las redes de 110/115 kV, 220/230 kV y 500 kV que actualmente se encuentra en operación y que contiene toda la información que usa XM para sus propios análisis operativos. Específicamente para el área CQR, el modelo incluye redes de subtransmisión a 115 kV y de distribución a 33 kV (CHEC y EDEQ), con su correspondiente conexión al STN, utilizando el nivel de 13,2 kV como el nivel de tensión más bajo modelado en las subestaciones del sistema de distribución. El modelo no incorpora la red de distribución a 33 kV por medio de la cual se atiende el municipio de Pereira, incorporando su demanda directamente en las barras de 115 kV a través de las cuales se abastece desde el Sistema de Transmisión Regional – STR.

Para el caso específico de CHEC, el modelo contempla toda la red del SDL a 33 kV por medio de la cual se atiende un total de 40 municipios, 27 del departamento de Caldas y

13 de Risaralda (exceptuando Pereira). La Figura 2-1 presenta la cobertura geográfica actual del mercado de comercialización atendido por CHEC.

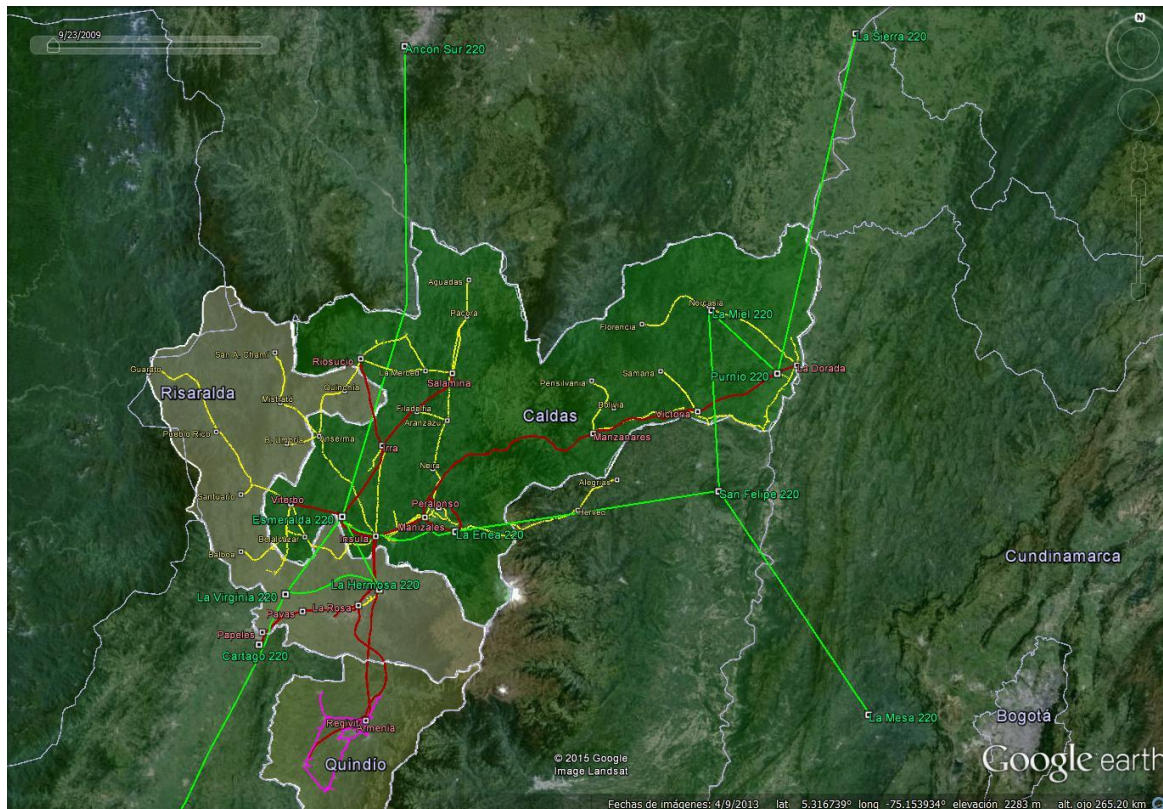
**Figura 2-1:** Ámbito geográfico de cobertura del Operador de Red CHEC.



### 2.1.1 Sistemas de transmisión nacional, transmisión regional y distribución local

El Sistema Interconectado Nacional está dividido para propósitos de funcionamiento y análisis en áreas operativas, las cuales a su vez se dividen en subáreas. Cada subárea es responsable de operar el sistema y ejecutar maniobras necesarias para garantizar el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales de la región que sirven. Igualmente, es responsable de suministrar la información requerida para el pronóstico de la demanda de energía eléctrica que sirve como referencia para la programación del despacho de las plantas de generación en el país. En el STN el área suroccidental está conformada por las subáreas Valle, Huila – Tolima - Caquetá, Caldas – Quindío - Risaralda y Cauca - Nariño. La Figura 2-2 presenta la disposición geográfica de la infraestructura eléctrica que conforma la red actual de 230 y 115 kV de la subárea Caldas-Quindío-Risaralda.

**Figura 2-2:** Redes de transmisión, subtransmisión y distribución de la subárea CQR.



Actualmente, la subárea CQR cuenta con cuatro fronteras de conexión al STN en las subestaciones La Esmeralda [2x90 MVA], La Enea [1x150 MVA], La Hermosa [1x150 MVA] y Purnio [1x150 MVA]. Existen otras fronteras de conexión al STN en subáreas aledañas, que presentan incidencia directa sobre las condiciones operativas de la subárea CQR debido a la existencia de interconexiones a 115 kV. Tal es el caso de las subestaciones Cartago [2x168 MVA, subárea Valle] San Felipe [1 x 150 MVA, subárea Huila – Tolima - Caquetá] y Mirolindo [1x150 MVA, subárea Huila – Tolima - Caquetá]. Los intercambios de potencia con los STR aledaños se realizan a través de los enlaces Cartago - Pavas, Regivit – Cajamarca - Brisas y Mariquita - Victoria 115 kV.

La Tabla 2-1 lista las subestaciones del STN de la subárea CQR, con su respectiva configuración. Así mismo, la Tabla 2-2 lista las subestaciones del STR de la subárea CQR, relacionando su configuración y el operador respectivo.



**Tabla 2-1:** Subestaciones del STN de la subárea CQR.

Subestación	Operador	Configuración
Hermosa 230 kV	ITCO	Barra principal más barra de transferencia
La Enea 230 kV	ITCO	Barra principal más barra de transferencia
La Esmeralda 230 kV	ITCO	Doble barra seccionada más seccionador de bypass
Purnio 230 kV	ITCO	Doble barra seccionada más seccionador de bypass
San Felipe 230 kV	ITCO	Barra principal más barra de transferencia
Virginia 230 kV	ITCO	Interruptor y medio
Virginia 500 kV	ITCO	Interruptor y medio

**Tabla 2-2:** Subestaciones del STR de la subárea CQR.

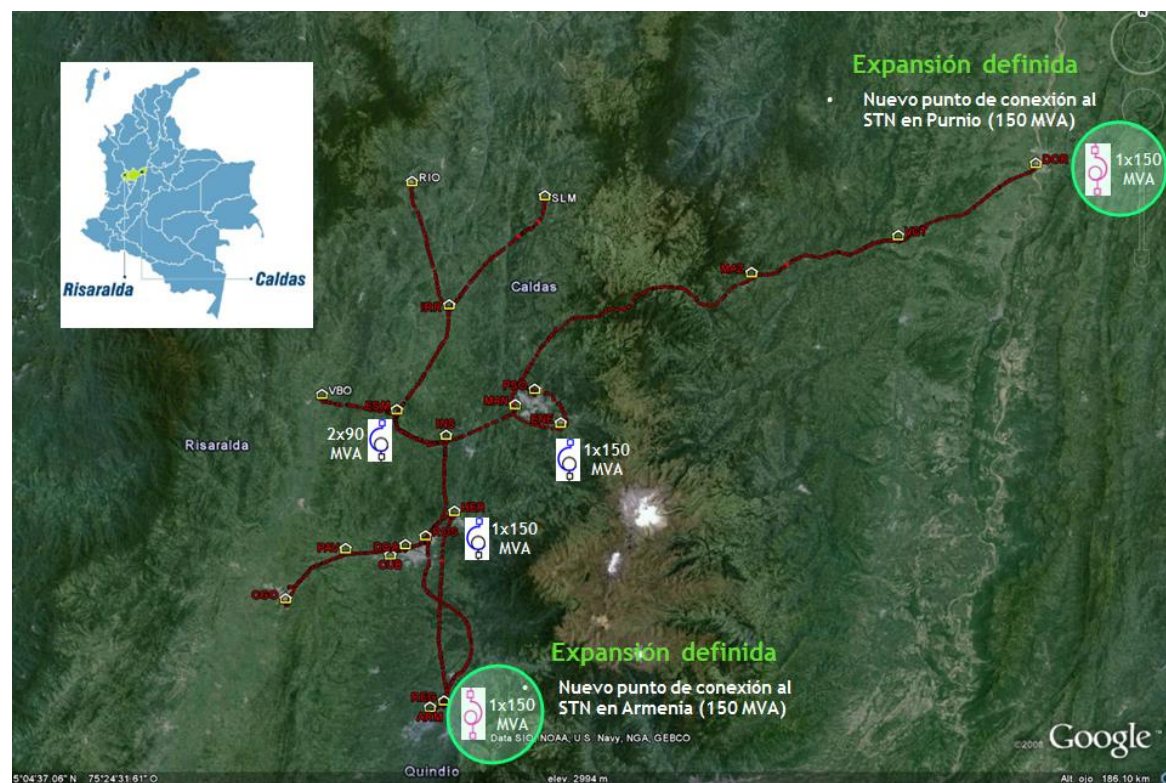
Subestación	Operador	Configuración
Armenia 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Dorada 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Dosquebradas 115 kV	EEP	Barra principal más barra de transferencia
La Enea 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
La Esmeralda 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Hermosa 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Ínsula 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Irra 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Manizales 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Manzanares 115 kV	CHEC	Barra sencilla
Pavas 115 kV	EEP	Barra principal más barra de transferencia
Peralonso 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Purnio 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Regivit 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
La Rosa 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia
Victoria 115 kV	CHEC	Barra principal más barra de transferencia

En el nivel de tensión 4, el sistema eléctrico operado por CHEC está conformado por 28 líneas a 115 kV con una longitud total de 465,5 km y 16 subestaciones con una capacidad de transformación de 628,05 MVA. El área de cobertura en los departamentos de Caldas, Quindío y Risaralda asciende a 10.412 km<sup>2</sup>.

Las interconexiones en el STR originan relacionamiento técnico-comercial con otros operadores tales como: Empresa de Energía de Quindío, Empresa de Energía de Pereira, Compañía Energética del Tolima y Empresa de Energía del Pacífico. El sistema de subtransmisión opera en configuración radial en las subestaciones Salamina, Riosucio, Irra y Viterbo a 115 kV. La Figura 2-3 presenta la disposición geográfica de los equipos, líneas y subestaciones que conforman el STR operado por CHEC en su área de cobertura, resaltando dos proyectos de expansión que cuentan con aprobación de la UPME:

- Ampliación de conexión al STN en la subestación Purnio: puesta en operación el 25 de febrero de 2015.
- Ampliación de conexión al STN en la subestación Armenia: con fecha de puesta en operación prevista para agosto de 2015.

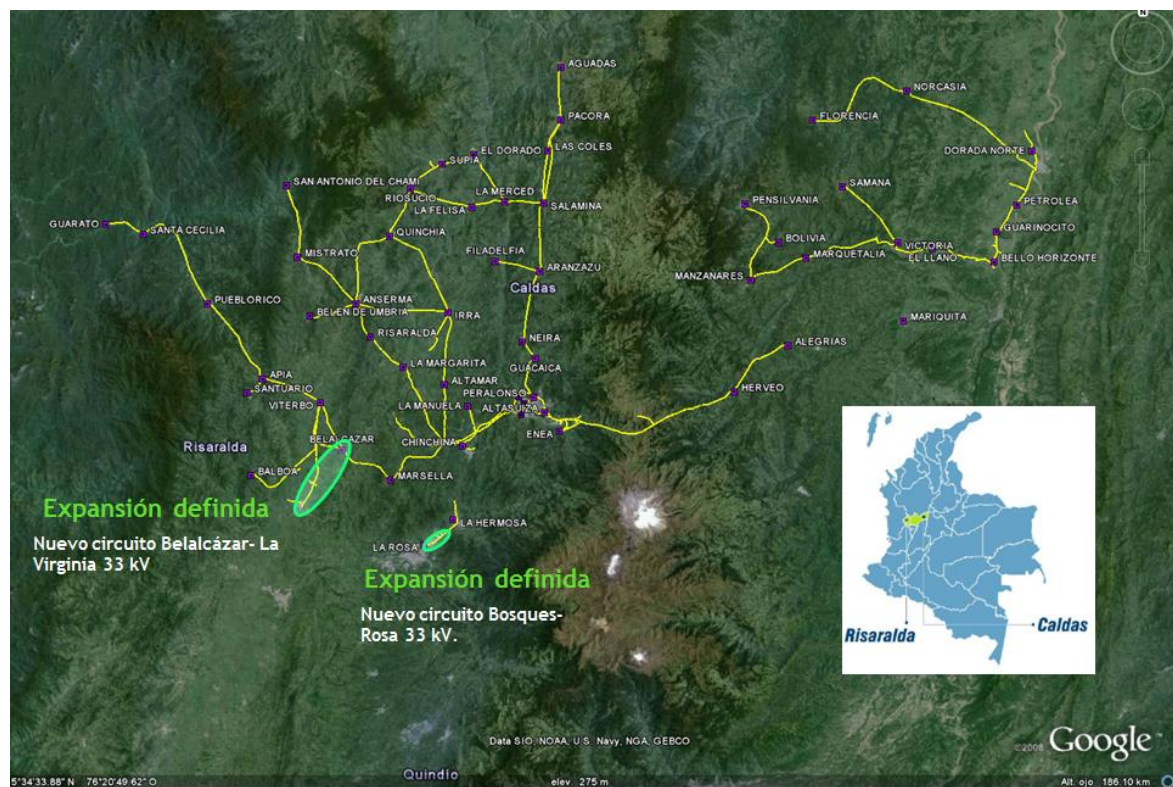
**Figura 2-3:** Infraestructura eléctrica del Sistema de Transmisión Regional (nivel 4).



En el nivel de tensión 3, la infraestructura eléctrica se conforma por 65 líneas a 33 kV con una longitud total de 839,96 km y 58 subestaciones operadas desde el Centro de Control ubicado en la ciudad de Manizales, con una capacidad instalada de transformación 33/13,2 kV de 458,56 MVA. Las redes de abastecimiento operan con esquemas redundantes a 115 y 33 kV principalmente en los municipios de Manizales, Armenia, Dosquebradas, y La Dorada, aunque dispone de infraestructura distribución local para el suministro de energía eléctrica de todos los municipios Caldas y Risaralda, exceptuando los municipios de Pereira y Armenia, los cuales son atendidos por operadores locales.

Tal como se observa en la Figura 2-4, el sistema de distribución local a 33 kV operado por CHEC se extiende sobre el área de cobertura establecida por la ubicación geográfica de los usuarios finales, resaltando dos proyectos de expansión de infraestructura que se espera entren en operación en el año 2016.

**Figura 2-4:** Infraestructura eléctrica del Sistema de Distribución Local (nivel 3).



### **2.1.2 Horizonte de análisis**

Los análisis eléctricos se adelantan en un horizonte de 4 años comprendido entre los años 2015 y 2018, incorporando al modelo de simulación la información requerida de las nuevas obras de infraestructura eléctrica de los sistemas de transmisión, subtransmisión y distribución que cuentan con el aval técnico y económico requerido para su incorporación al sistema eléctrico. De esta manera se involucran los nuevos proyectos de generación, expansión, conexión de cargas (nuevas o ampliaciones) u otros equipos en los sistemas de transmisión nacional, transmisión regional y distribución local.

### **2.1.3 Demanda**

Los valores de demanda de potencia activa y reactiva de las cargas en el STN y otros STR's de subáreas operativas diferentes a CQR, se establecen a partir de los factores de distribución de demanda de potencia por barra incorporados por XM en la base de datos disponible para consulta y uso de los agentes. En particular para la demanda de la subárea CQR, los valores de demanda se obtienen a partir de registros de potencia activa y reactiva obtenidos del sistema SCADA, permitiendo incorporar al modelo de simulación las cargas de los transformadores 33/13,2 kV y cargas conectadas a las redes de 33 kV y 115 kV.

Para el ejercicio de proyección, los valores de demanda se incrementan para el STN a partir del escenario medio de crecimiento de la demanda de potencia con base en las proyecciones nacionales publicadas en noviembre de 2014 por la UPME [31], mientras que en la proyección anual de demanda de potencia vegetativa de la subárea CQR, se utilizan los porcentajes de crecimiento del escenario bajo. La elección del escenario bajo aplicado para proyectar el crecimiento vegetativo de la demanda de la subárea CQR, se realizó con base en análisis comparativos de crecimiento histórico regional y nacional realizados por CHEC. Para la proyección de las cargas industriales, se consignan los valores reportados directamente por los clientes, de acuerdo con sus propias proyecciones de crecimiento de demanda. La Tabla 2-3 discrimina los valores proyectados de demanda de potencia máxima anual nacional y los porcentajes de crecimiento aplicables al horizonte analizado.

La Tabla 2-4 presenta los valores de potencia activa y reactiva proyectados para el horizonte 2015-2018 para cada Operador de Red involucrado. Para el año 2014, la tabla presenta el valor real de demanda máxima de potencia registrado para la subárea operativa CQR.

**Tabla 2-3:** Proyección anual de demanda de potencia máxima nacional [31].

Año	Potencia Máxima [MW]			Tasa de Crecimiento [%]		
	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario	Escenario
	Alto	Medio	Bajo	Alto	Medio	Bajo
2015	10.242	9.983	9.729	2,40%	2,41%	0,76%
2016	10.430	10.166	9.908	1,84%	1,83%	1,84%
2017	10.643	10.373	10.110	2,04%	2,04%	2,04%
2018	10.823	10.548	10.281	1,69%	1,69%	1,69%

La proyección anual de demanda de potencia activa y reactiva de la subárea CQR discriminada por tipo de carga (industrial y vegetativa) se presenta en la Tabla 2-5.

**Tabla 2-4:** Proyección anual de potencia máxima subárea CQR por operador.

Operador de red		CHEC	EEP	EDEQ	Área CQR
2014	P [MW]	279,4	82,7	78,9	<b>441,0</b>
	Q [Mvar]	84,1	45,9	32,9	<b>162,9</b>
2015	P [MW]	285,7	83,3	79,4	<b>448,5</b>
	Q [Mvar]	88,1	46,2	33,1	<b>167,5</b>
2016	P [MW]	289,3	84,9	80,8	<b>454,9</b>
	Q [Mvar]	89,1	47,1	33,7	<b>169,8</b>
2017	P [MW]	312,2	86,6	82,4	<b>481,1</b>
	Q [Mvar]	93,7	48,0	34,3	<b>176,0</b>
2018	P [MW]	315,4	88,1	83,7	<b>487,1</b>
	Q [Mvar]	94,5	48,8	34,9	<b>178,3</b>

**Tabla 2-5:** Proyección anual de potencia máxima subárea CQR por tipo de carga.

Potencia	Tipo de carga	2014	2015	2016	2017	2018
P [MW]	Industrial	124,9	130,0	130,5	150,1	150,5
	Vegetativa	316,1	318,5	324,4	331,0	336,6
	<b>Total</b>	<b>441,0</b>	<b>448,5</b>	<b>454,9</b>	<b>481,1</b>	<b>487,1</b>
Q [Mvar]	Industrial	42,5	46,1	46,3	49,9	50,0
	Vegetativa	120,4	121,3	123,6	126,1	128,2
	<b>Total</b>	<b>162,9</b>	<b>167,5</b>	<b>169,8</b>	<b>176,0</b>	<b>178,3</b>

### 2.1.4 Recursos de generación

El sistema de generación de energía de CHEC cuenta con siete plantas de generación hidráulica y una planta de generación térmica, las cuales se han clasificado según sus características y capacidad de producción en dos grupos: plantas menores y plantas mayores. Las plantas menores poseen tienen Capacidad Efectiva Neta (CEN) inferior a 20 MW (Sancancio, Municipal, Intermedia, Guacaica e Ínsula) mientras que las mayores, tienen CEN mayor o igual a 20 MW (Esmeralda, San Francisco y Termodorada).

La Tabla 2-6 presenta características generales de las plantas de generación hidráulica que se encuentran conectadas a los sistemas de distribución local y transmisión regional operados por CHEC.

De acuerdo con las características del mercado de electricidad en Colombia, la generación menor es autónoma en la programación de generación. Las plantas San Francisco (3 unidades) y Termodorada (1 unidad) están integradas al despacho central coordinado por el CND, por lo cual responden a un programa de generación en merito, ofertando a diario disponibilidad y precio antes de las 8:00 a.m. Particularmente, las plantas Esmeralda y San Francisco, ofertan solo disponibilidad y no precio, por ser filo de agua.

Otras características de interés:

- Termodorada está compuesta por 1 unidad de ciclo simple con una capacidad efectiva neta que oscila entre 46 MW y 51 MW, en función del combustible utilizado (ACPM, gas o Jet A1). Posee arranque autónomo, su mínimo técnico es 10 MW y en cualquier caso, es capaz de absorber o entregar 20 Mvar.
- San Francisco no posee arranque autónomo y su mínimo técnico es 12 MW. No tiene capacidad de absorción de reactivos y entrega 27 Mvar por unidad.
- Esmeralda no posee arranque autónomo, su mínimo técnico es 0 MW y no tiene capacidad de absorción de reactivos. Entrega 9 Mvar por unidad.
- Ínsula posee arranque autónomo para la unidad 3.

**Tabla 2-6:** Características generales de las plantas de generación hidráulica CHEC.

PLANTA	Unid.	Potencia Aparente Nominal [MVA]	Potencia Activa Nominal [MW]	Capacidad Efectiva [MW]	Tensión Nominal	Caudal [m³/s]	Turbina Tipo	Entrada en Operación
Sancancio	1	1,4	1,1	1	4,16	5	Pelton	1929
	2	1,5	1,2	1,2	4,16		Francis	1947
Intermedia	1	1,4	1,1	0,9	4,16	5	Pelton	1947
Municipal	1	1,3	1,05	0,9	4,16	6	Pelton	1935
	2	1,3	1,05	0,9	4,16		Pelton	1935
Guacaica	1	1,2	1	0,9	4,16	4	Francis	1959
Ínsula	1	11,8	10	6	4,16	9,4	Francis	1951
	2	11,8	10	6	4,16	9,4	Francis	1951
	3	14,1	12	7	4,16	12,2	Francis	1979
Esmeralda	1	18	15	15	13,8	11	Francis	1963
	2	18	15	15	13,8	11	Francis	1963
San Francisco	1	53	45	45	13,8	29,9	Francis	1969
	2	53	45	45	13,8	29,9	Francis	1969
	3	53	45	45	13,8	29,9	Francis	1969

Existen además otras plantas menores conectadas a los sistemas de distribución de otros operadores de red que hacen parte de la subárea operativa CQR, entre las cuales se encuentran: Belmonte: 3,4 MW (EEP), Nuevo Libaré: 5,1 MW (EEP), El Bosque: 2,28 MW (EDEQ). Otros recursos de menor capacidad (plantas Bayona, Campestre, Unión y



San José) representan alrededor de 2,4 MW de generación menor distribuida en el sistema eléctrico.

Los despachos ajustados para efectos de simulación fueron establecidos con base en las capacidades efectivas de cada planta en función de factores históricos de uso anuales y criterios de despacho entregados por el negocio de generación. En los análisis eléctricos se utilizaron valores de despacho típico de generación de las plantas mayores de 95 MW y 3,84 Mvar.

### **2.1.5 Expansión en transmisión y generación**

La expansión del sistema eléctrico incorporada en los análisis corresponde con la definida por la UPME en el plan de expansión vigente del SIN [32], considerando además los proyectos en construcción o en proceso de convocatoria.

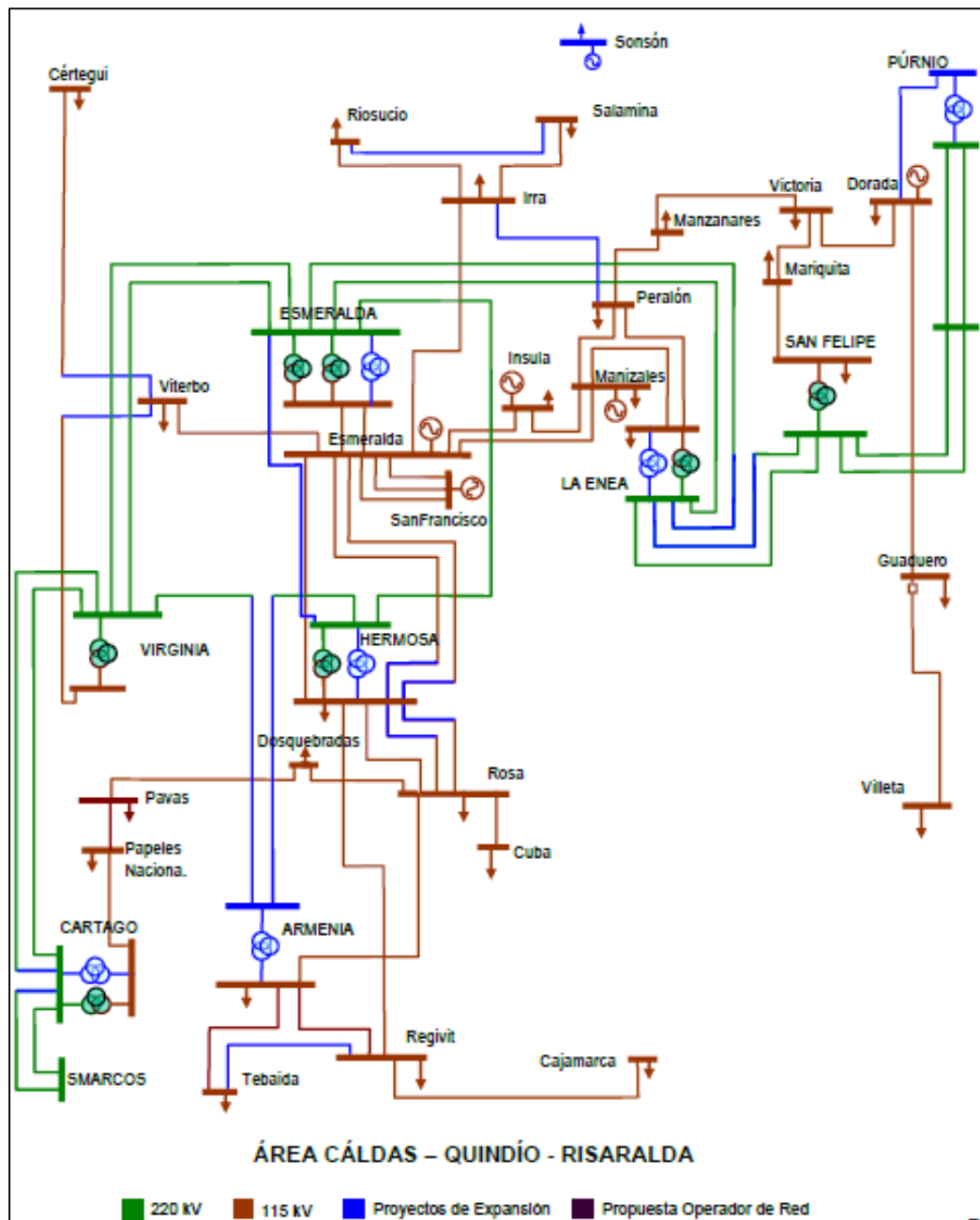
Para el caso específico de la subárea operativa CQR, el modelamiento incorporó los proyectos de expansión del STR y conexiones al STN estudiados por CHEC en el plan de expansión presentado a la UPME en el año 2013, los cuales se describen en la Tabla 2-7. La valoración de costos de los proyectos se realizó con base en los resultados de estudios de ingeniería conceptual, a través de los cuales se afinaron las valoraciones inicialmente presentadas en el estudio de planeamiento de la expansión, identificando desviaciones significativas en costos de equipos, valoración de obra civil y eléctrica adicional, necesidades complementarias de infraestructura eléctrica, entre otros aspectos que permitieron encontrar sobrecostos significativos respecto a los valores que regulatoriamente serán remunerados por los nuevos activos.

Estos proyectos corresponden a aquellos recomendados por la Unidad en el plan de expansión vigente [32] y que están próximos a obtener concepto aprobatorio de conexión para dar inicio a su ejecución por parte del Operador de Red. La **Figura 2-5** contiene el diagrama unifilar de la subárea operativa que incorpora todos los proyectos de expansión del STR estudiados por CHEC en el plan de expansión presentado a la UPME.



**Tabla 2-7:** Obras de expansión de infraestructura del STR proyectadas por CHEC.

Ítem	Nombre Proyecto	Ubicación	F.P.O.	Costo [millones \$ dic-2014]	Observación
1	Tercer autotransformador trifásico 230/115/13,8 kV de 90 MVA en subestación Esmeralda	Vereda Esmeralda, municipio de Chinchiná, departamento de Caldas	2018	\$ 16.807	Subestación Esmeralda 230 kV propiedad de ISA y Esmeralda 115 kV propiedad de CHEC
2	Segundo banco de autotransformadores monofásicos 230/115/13,8 kV de 150 MVA en subestación Hermosa	Municipio de Santa Rosa de Cabal, departamento de Risaralda	2018	\$ 22.274	Subestación Hermosa 230 kV propiedad de ISA y Hermosa 115 kV propiedad de CHEC
3	Reconfiguración doble circuito Esmeralda – Rosa 115 kV (doble circuito Esmeralda – Hermosa 115 kV + doble circuito Hermosa – Rosa 115 kV)	Área rural del municipio de Santa Rosa de Cabal, departamento de Risaralda	2018	\$ 8.522	Reconfiguración de la línea doble circuito a 115 kV Esmeralda – Rosa para realizar una variante hacia la subestación La Hermosa, generando dos tramos paralelos de nombre Esmeralda – Hermosa y Hermosa – Rosa y unificando las llegadas de las líneas Rosa – Hermosa y Regivit – Hermosa
4	Segundo banco de autotransformadores monofásicos 230/115/13,8 kV de 150 MVA en subestación Enea	Vereda Gallinazo, municipio de Villamaría, departamento de Caldas	2018	\$ 20.049	Subestación Enea 230 kV propiedad de ISA y Enea 115 kV propiedad de CHEC
5	Normalización de la subestación Manzanares 115 kV	Periferia del municipio de Manzanares, departamento de Caldas	2018	\$ 10.332	Configuración barra principal más barra de transferencia
				<b>\$ 77.983</b>	

**Figura 2-5:** Diagrama unifilar subárea operativa CQR con expansión proyectada [32].

### **3.Diagnóstico de la problemática técnico-comercial**

El análisis del comportamiento de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos de subtransmisión y distribución operados por CHEC, tiene como premisa garantizar que existan condiciones técnicas adecuadas para el suministro de energía eléctrica a los usuarios finales, buscando el mejoramiento de las condiciones comerciales derivadas del esquema regulatorio establecido para el cálculo, liquidación y pago de consumos de energía reactiva por parte de los operadores de red en Colombia, en la búsqueda de la eficiencia técnica y económica de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Con el propósito de diagnosticar integradamente la problemática técnica y comercial, se utilizaron como insumos de información, los registros de energía activa y reactiva con resolución horaria, obtenidos de los sistemas de medida instalados en las fronteras comerciales de los niveles de tensión 4 y 3. A través de éstos, se abordaron cuatro grupos de fronteras: de conexión al STN, de intercambio con otros operadores de red, de generación y de usuarios, analizando el comportamiento combinado de las energías activa y reactiva y el factor de potencia, involucrando el cálculo de la energía reactiva en exceso para cada periodo horario. Los resultados de este bloque de análisis permiten identificar comportamientos del sistema eléctrico para las diferentes condiciones operativas a las cuales se ve sometido durante periodos específicos.

El sistema de telemedida comprende los dispositivos y procedimientos eléctricos utilizados para la medición a distancia de variables eléctricas. Se compone de la infraestructura requerida para medir, registrar, almacenar, comunicar y procesar datos relacionados con las medidas de energía y potencia de los sistemas de generación, subtransmisión y distribución de energía eléctrica, permitiendo realizar gestión administrativa y técnica de los registros obtenidos de los equipos de medida instalados en las fronteras comerciales.

La información utilizada como insumo para el diagnóstico técnico y comercial de la problemática de transporte de energía reactiva en exceso, se obtiene a partir de consultas realizadas a la base de datos corporativa de registros capturados por los equipos de medida instalados en las fronteras comerciales que son responsabilidad del Comercializador CHEC ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales – ASIC-.

El tratamiento de los registros horarios de energía activa y reactiva consultados para cada frontera comercial, se incorpora al análisis a través de cuatro elementos de visualización:

1. Diagrama de dispersión del factor de potencia: presenta los factores de potencia registrados por el equipo de medida. Cada uno de los cuatro cuadrantes que conforman el diagrama, representa una posible combinación de direcciones de los flujos de potencia activa y reactiva en la frontera. El signo positivo representa condiciones de importación, mientras que el signo negativo asocia condiciones de exportación. La línea diagonal de color negro representa como referencia el factor de potencia de 0,9.
2. Curva de duración del factor de potencia: permite apreciar el comportamiento del factor de potencia registrado en la frontera comercial durante un año, calculado a partir de los registros de energía activa y reactiva en la frontera comercial. El ordenamiento descendente de los datos permite determinar el comportamiento del factor de potencia en función de las condiciones de penalización establecidas regulatoriamente.
3. Curva de duración de la energía reactiva penalizada: representa el comportamiento en el tiempo de condiciones de exceso de reactivos en la frontera, a partir del cálculo de la energía reactiva penalizada (Delta Q) de acuerdo con los criterios establecidos en la normatividad vigente. El ordenamiento descendente de los datos permite identificar periodos de

tiempo para los cuales se cumplieron determinadas condiciones de excesos de reactivos durante el año.

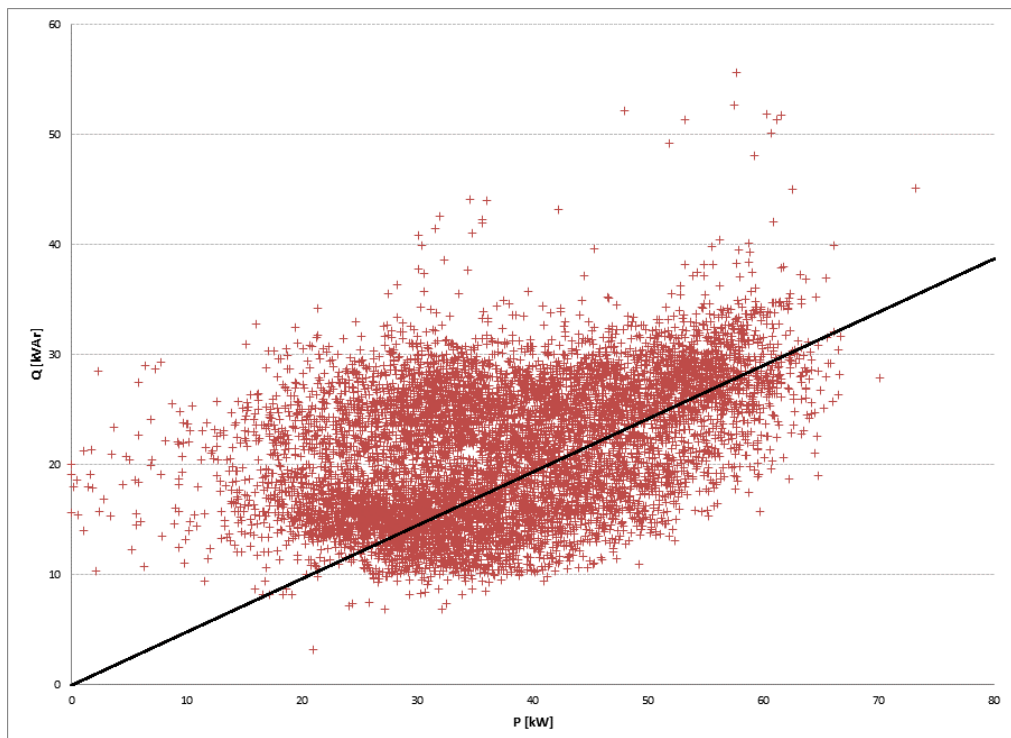
4. Diagrama de distribución temporal de la energía reactiva penalizada: representa el comportamiento temporal de las condiciones de excesos de reactivos en la frontera, permitiendo obtener una perspectiva gráfica de comportamientos estacionales, tendencias o patrones de comportamiento.

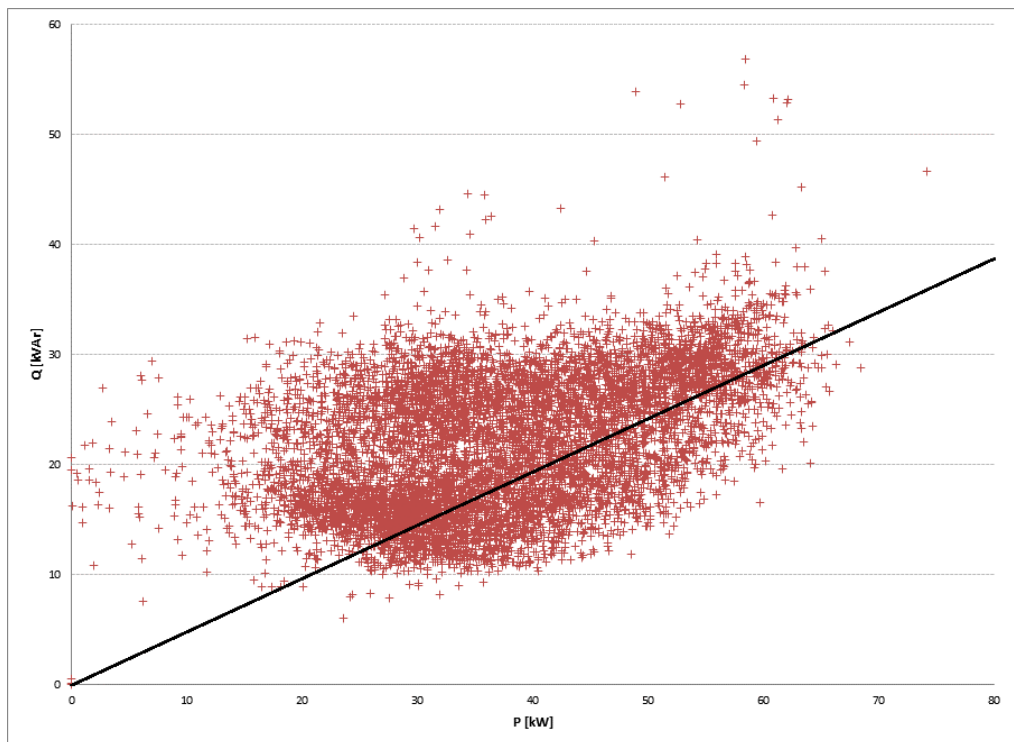
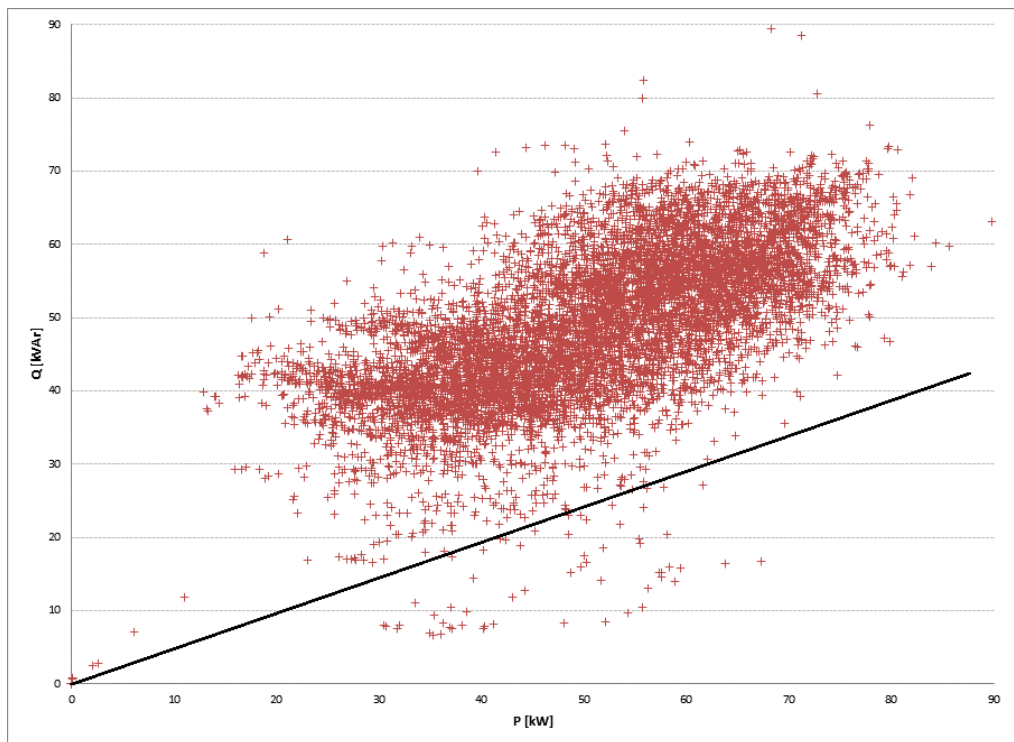
A partir de los elementos gráficos descritos, se presentan los resultados desagregados para cada agrupación de fronteras comerciales. El periodo de análisis corresponde al año 2014.

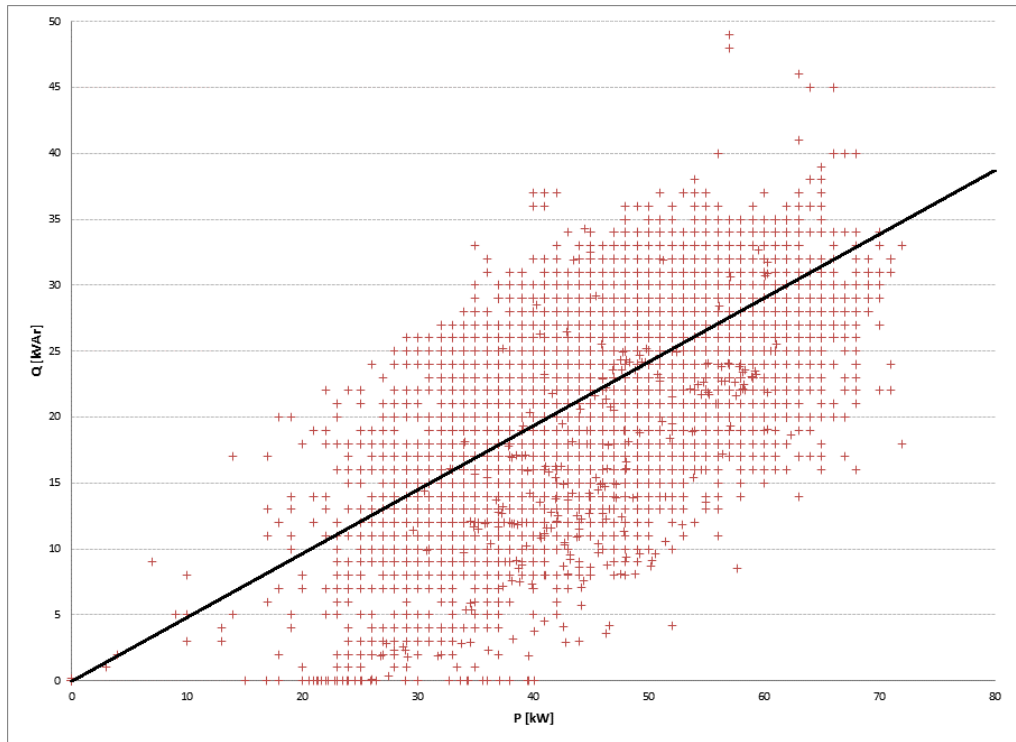
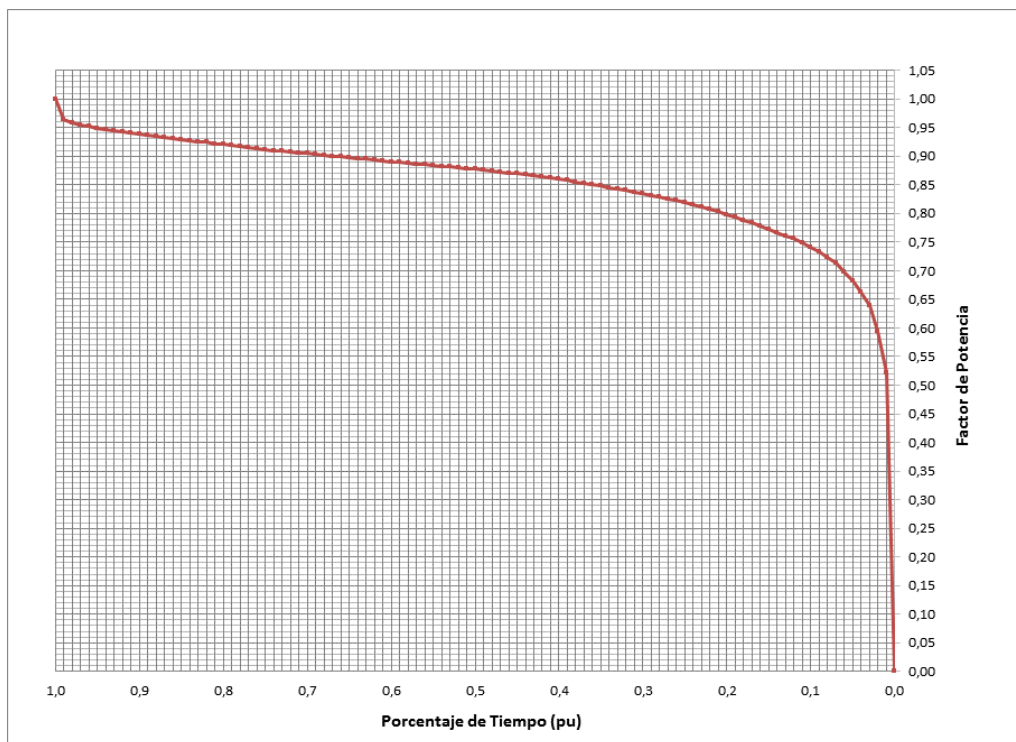
### 3.1 Fronteras de conexión al STN

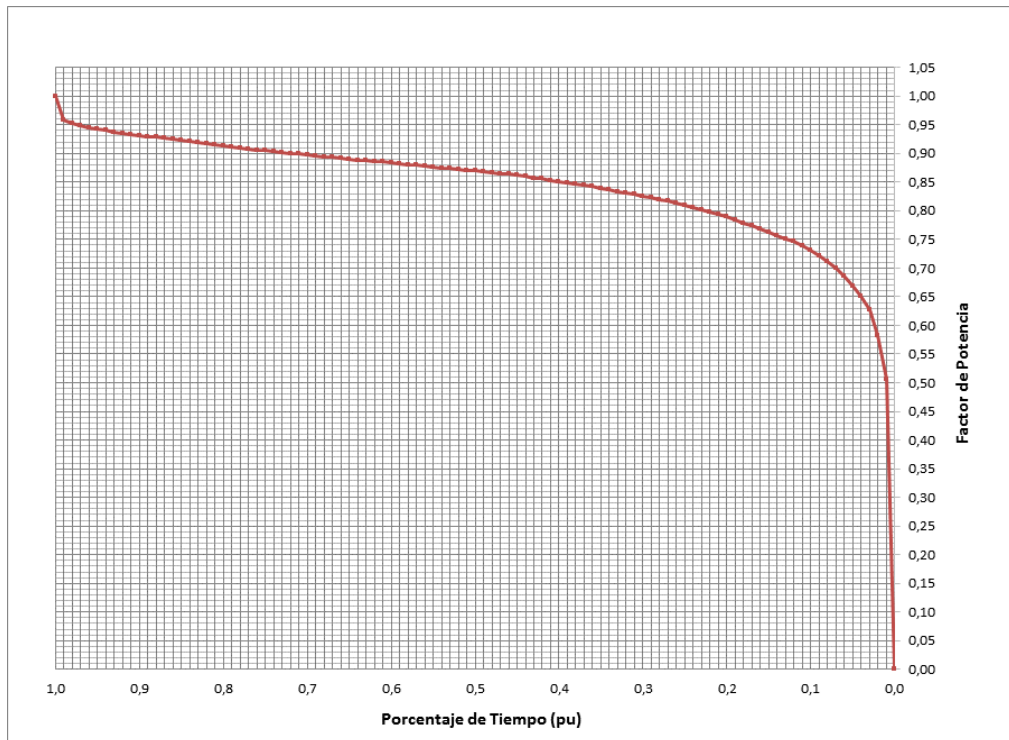
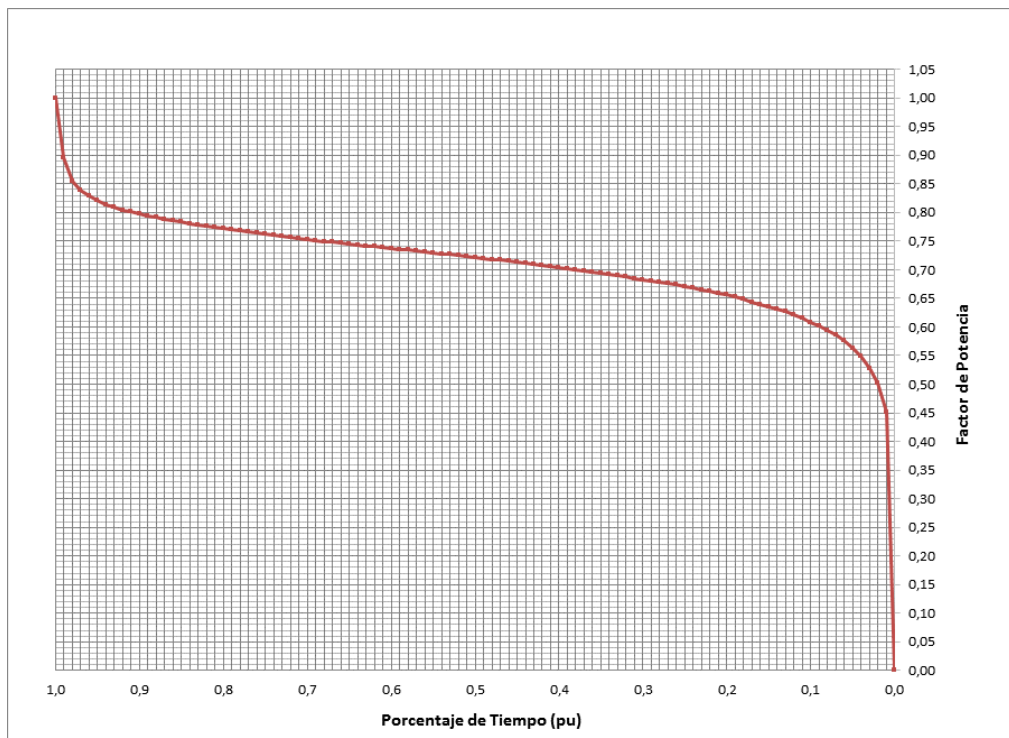
Corresponden a las fronteras comerciales que se configuran en los transformadores 230/115 kV instalados en las subestaciones La Esmeralda, La Hermosa y La Enea. Para efectos comparativos, se presentan los resultados agrupados por tipo de gráfico para cada frontera analizada (Figura 3-1 a Figura 3-16).

**Figura 3-1:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Esmeralda 1.

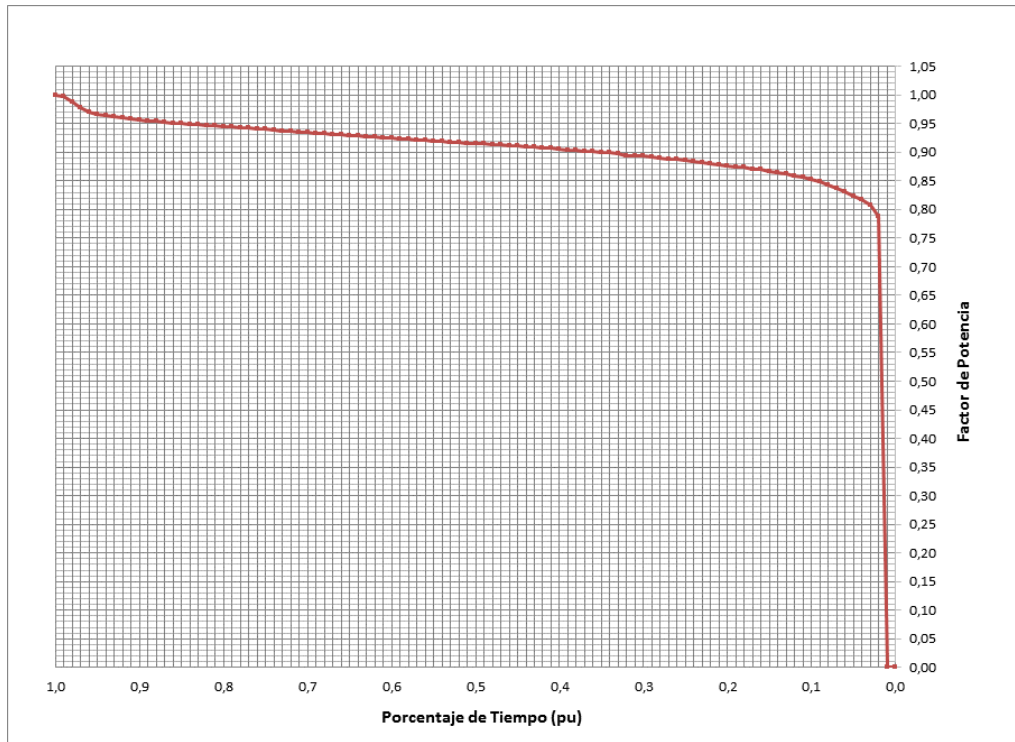
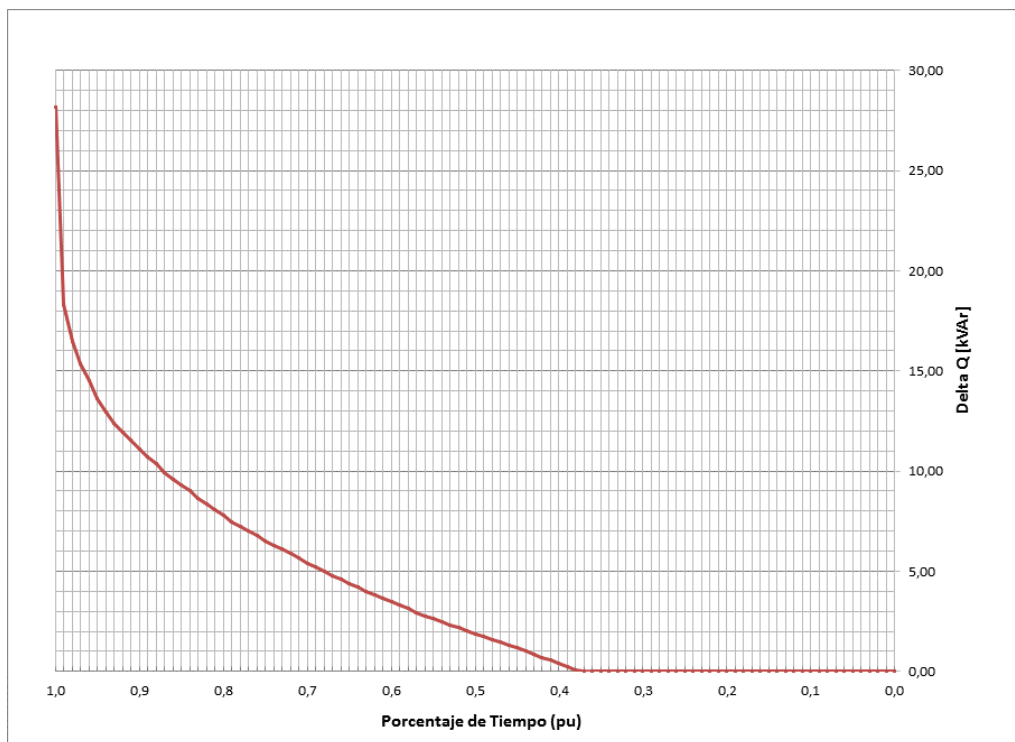


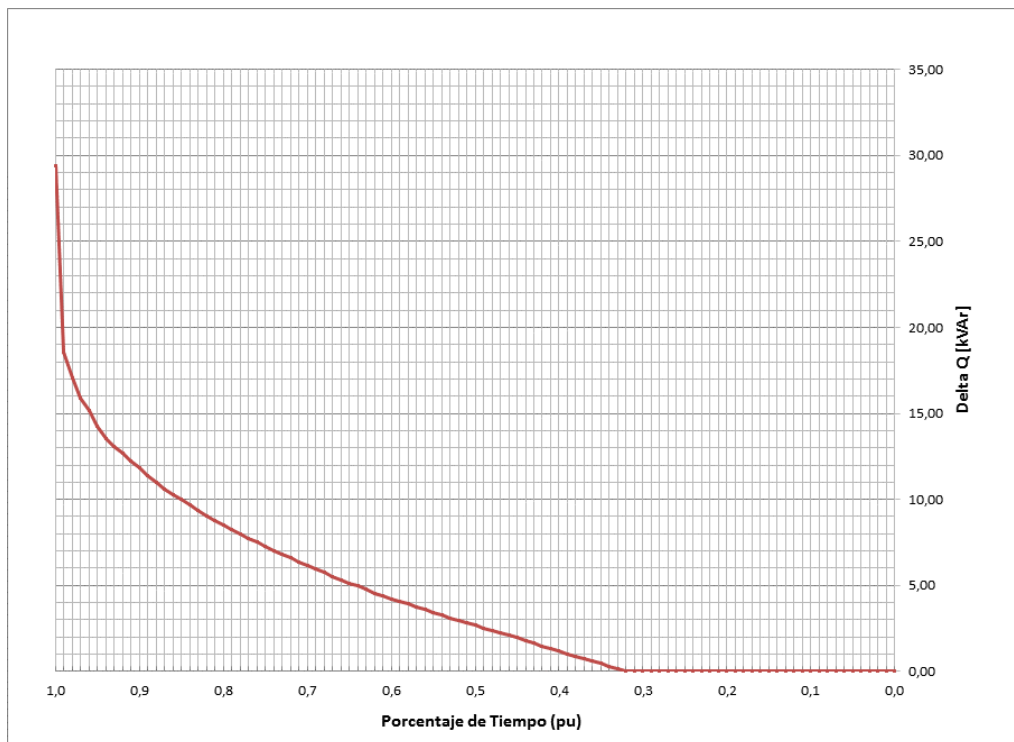
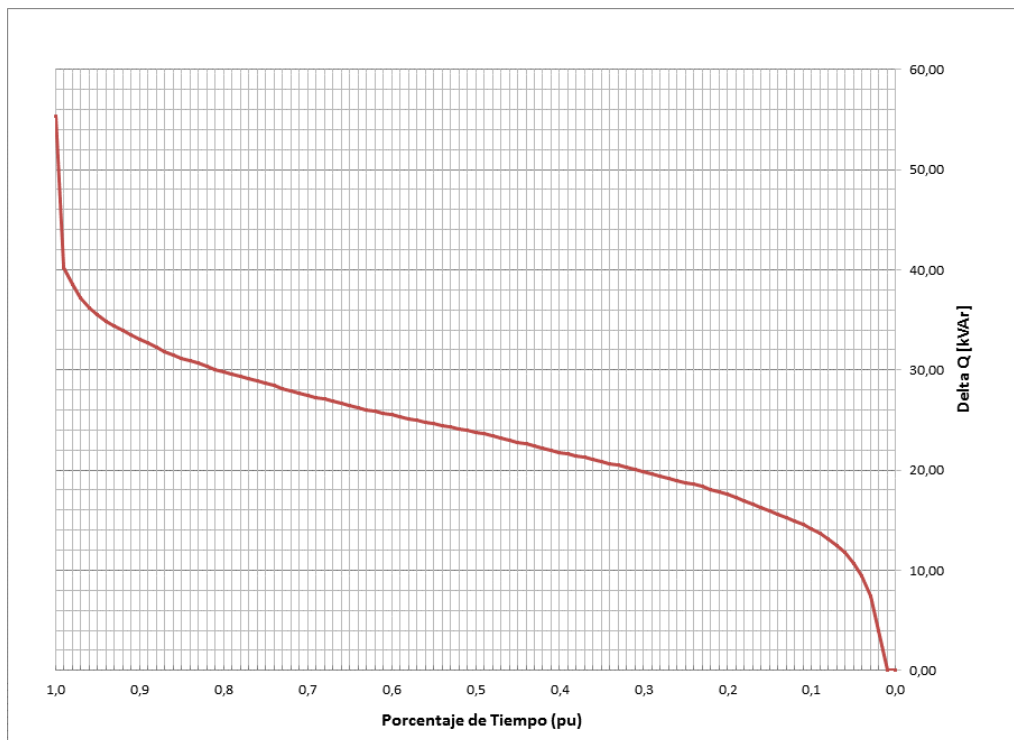
**Figura 3-2:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Esmeralda 2.**Figura 3-3:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Hermosa.

**Figura 3-4:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Enea.**Figura 3-5:** Curva de duración del factor de potencia Esmeralda 1.

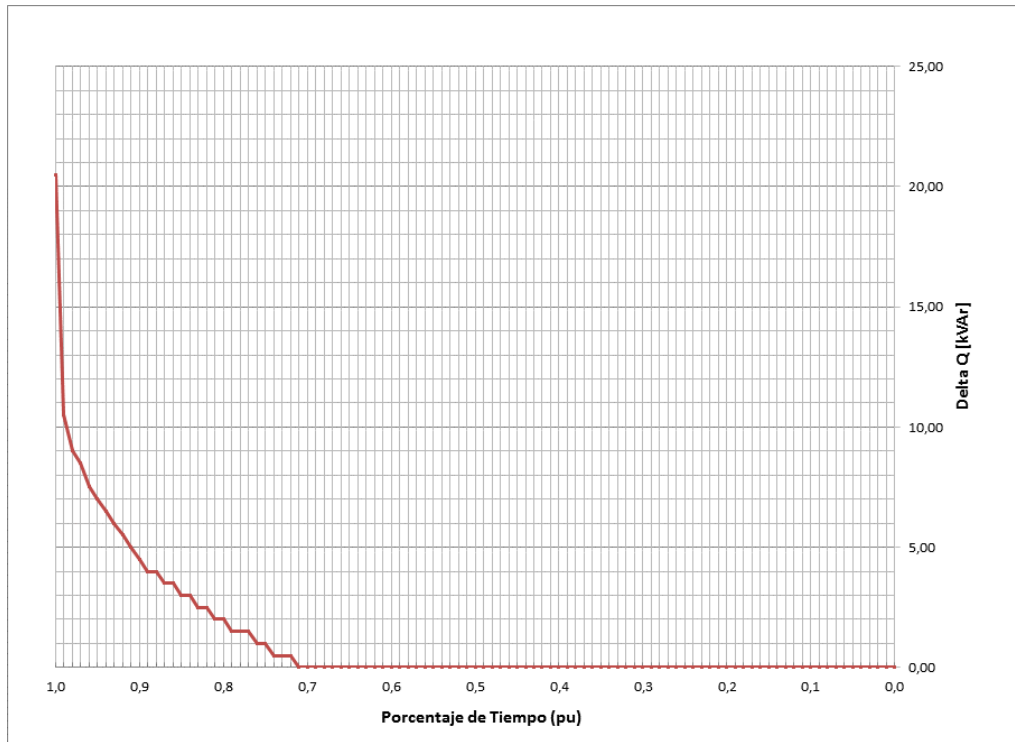
**Figura 3-6:** Curva de duración del factor de potencia Esmeralda 2.**Figura 3-7:** Curva de duración del factor de potencia Hermosa.



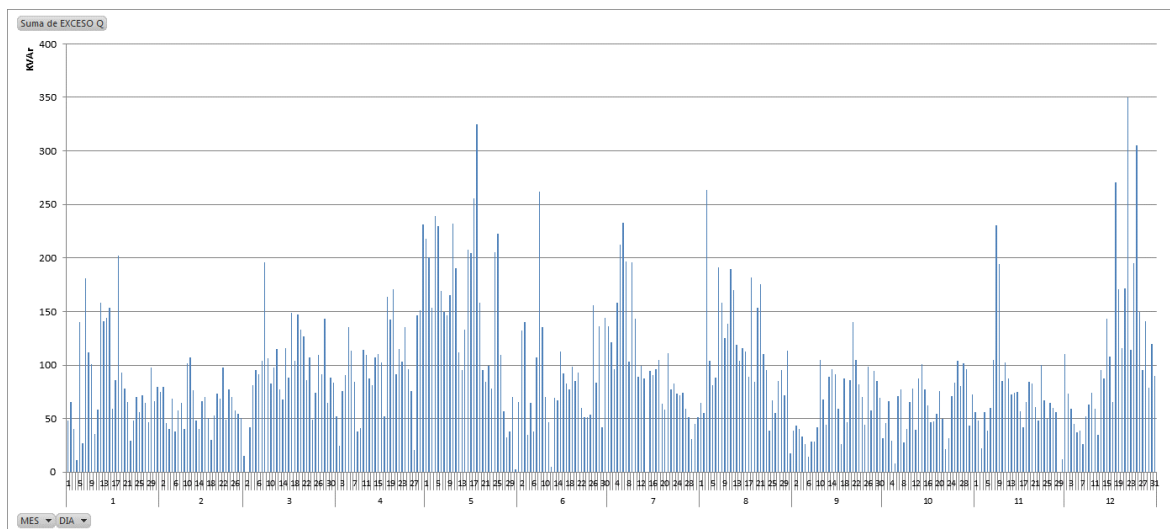
**Figura 3-8:** Curva de duración del factor de potencia Enea.**Figura 3-9:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Esmeralda 1.

**Figura 3-10:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Esmeralda 2.**Figura 3-11:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Hermosa.

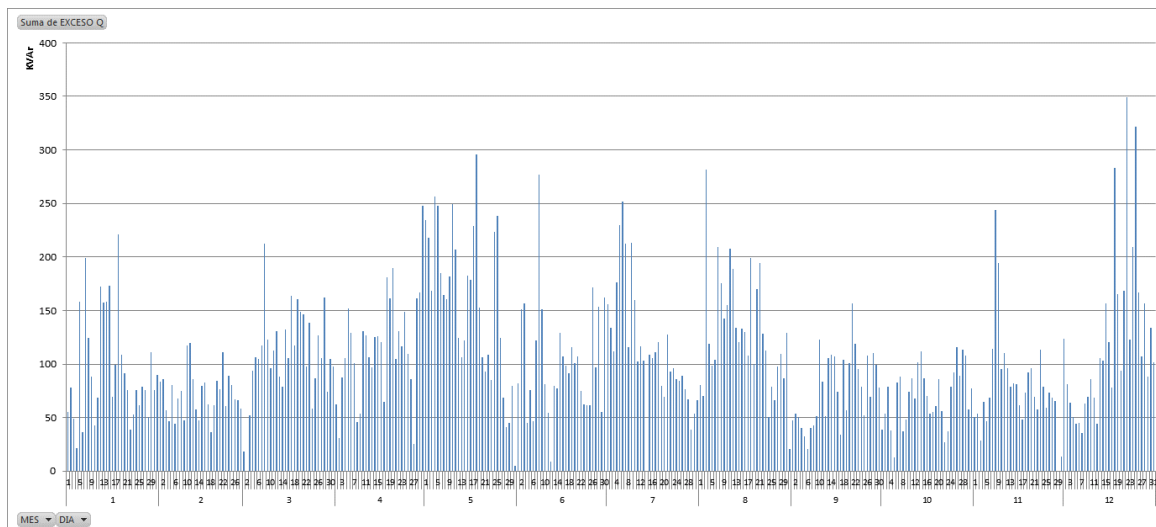
**Figura 3-12:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Enea.



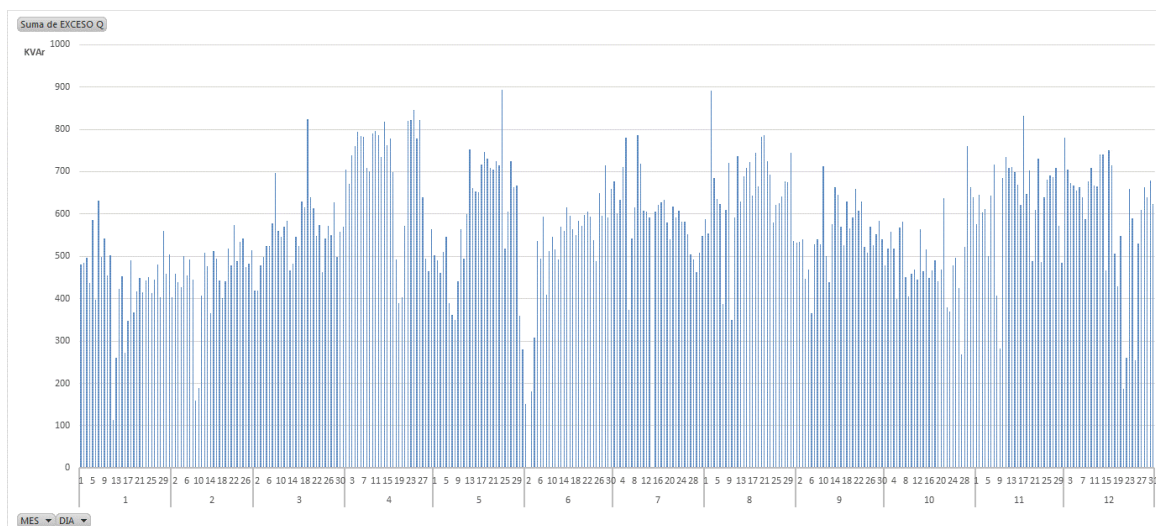
**Figura 3-13:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Esmeralda 1.



**Figura 3-14:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Esmeralda 2.

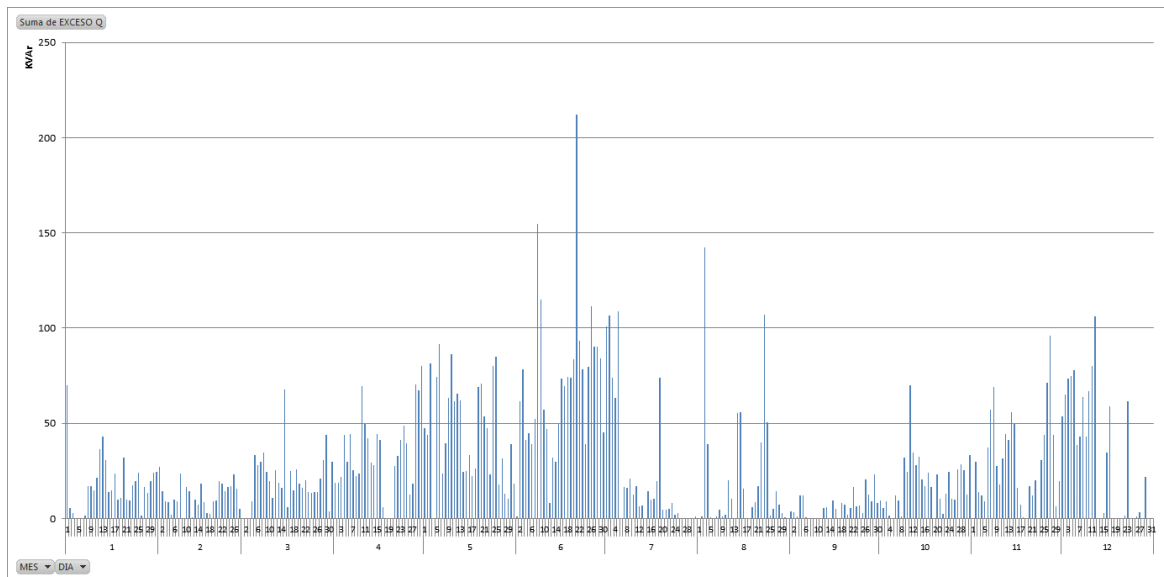


**Figura 3-15:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Hermosa.



El análisis de los resultados presentados para las fronteras de conexión al STN, permite identificar:

- Debido a su condición de importación de potencia reactiva, los diagramas de dispersión del factor de potencia de las fronteras de conexión al STN sólo presentan registros en el cuadrante definido por los valores positivos de las variables analizadas.

**Figura 3-16:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Enea.

- La frontera de conexión al STN en la subestación La Hermosa presenta la peor condición técnica con relación al transporte en exceso de energía reactiva hacia el STR. Tal como se muestra en la Tabla 3-1, esta frontera representó el 72% de la energía reactiva en exceso transportada a través de las fronteras de conexión al STN para el año 2014. Durante el 99% de los periodos horarios del año, el factor de potencia registrado en esta frontera estuvo por debajo de 0,9. El fenómeno descrito se visualiza más claramente al observar que en la Hermosa, a través de la frontera de conexión al STN se importa el 30% de la energía activa transportada a través de las cuatro fronteras analizadas, mientras que la energía reactiva transportada asciende al 44%.

**Tabla 3-1:** Tránsito de energía activa y reactiva por las fronteras de conexión al STN.

Frontera	Energía Activa		Energía Reactiva		Energía Reactiva en Exceso	
	[Wh/año]	%	[Varh/año]	%	[Varh/año]	%
Esmeralda 1	328.320.820	22%	185.215.080	19%	33.854.765	12%
Esmeralda 2	326.395.560	22%	191.047.010	20%	38.012.070	13%
La Hermosa	444.750.640	30%	426.776.440	44%	205.611.665	72%
La Enea	395.651.000	26%	176.007.400	18%	9.979.650	3%
<b>Total</b>	<b>1.495.118.020</b>		<b>979.045.930</b>		<b>287.458.150</b>	

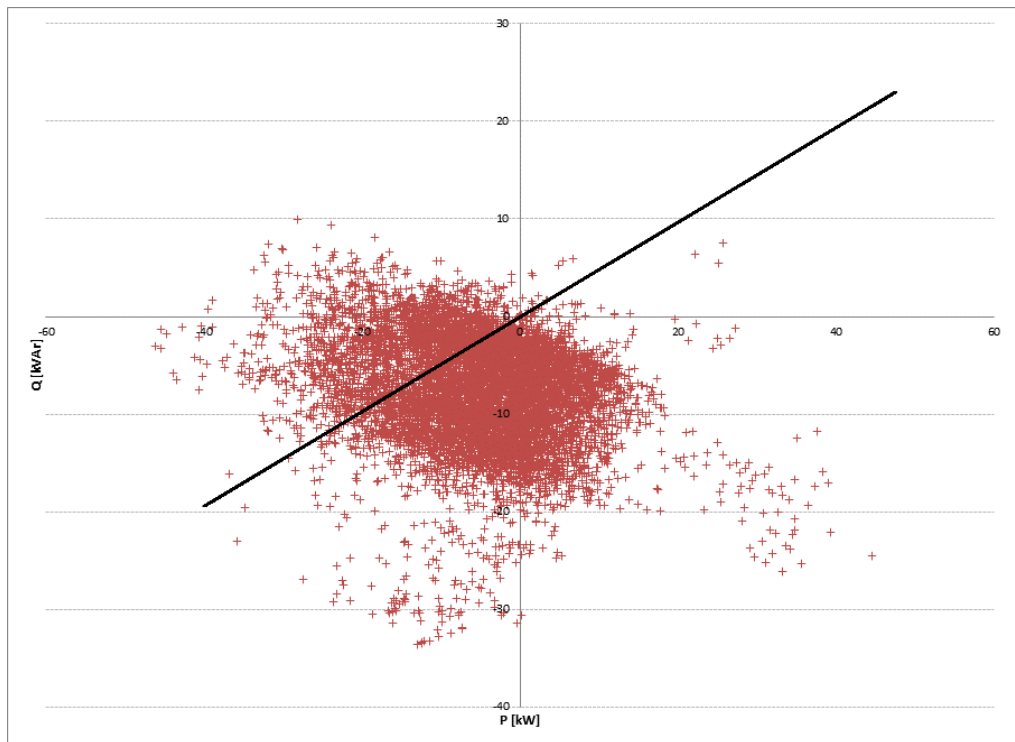
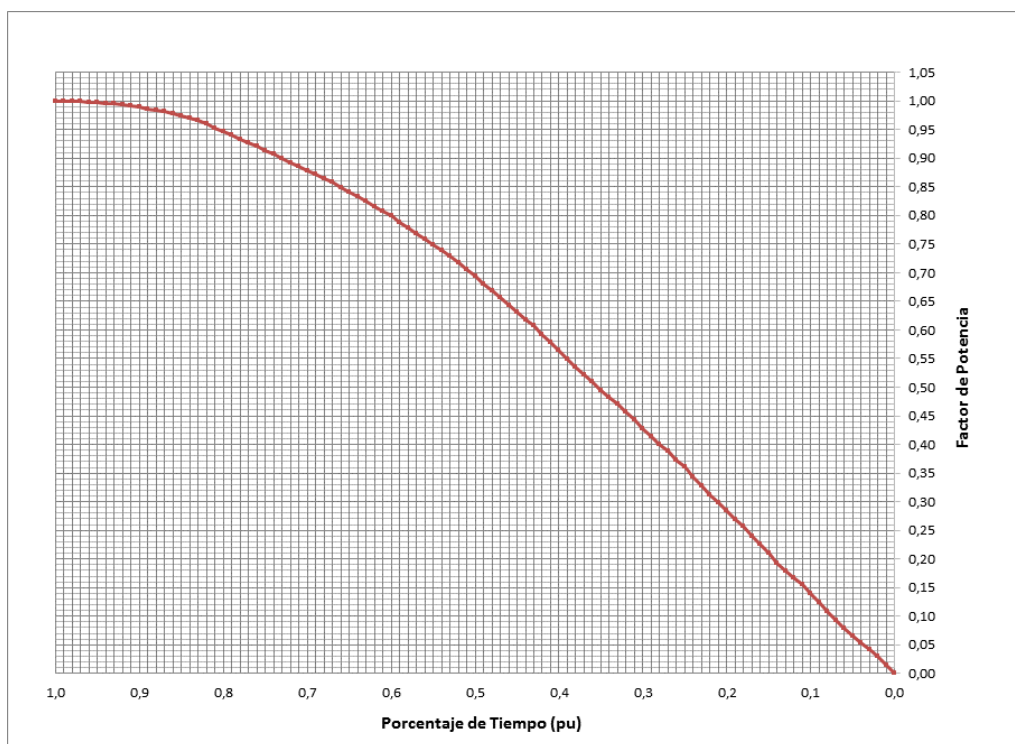
- Las mejores condiciones técnicas asociadas al exceso de energía reactiva en las fronteras de conexión al STN se presentó en la subestación Enea, dado que sólo el 39% del año el factor de potencia estuvo por debajo de 0,9, lo que corresponde a que durante el 71% del año no se presentaron condiciones de exceso de reactivos en esta frontera.
- Cabe resaltar que bajo los lineamientos regulatorios que rigen la liquidación y cobro de la energía reactiva en exceso, las fronteras de conexión al STN no representan pagos por exceso de transporte de energía reactiva. En caso contrario, la situación comercial sería extremadamente crítica, tal como se muestra en las distribuciones temporales de la energía reactiva penalizada para cada frontera (Figura 3-13 a Figura 3-16).

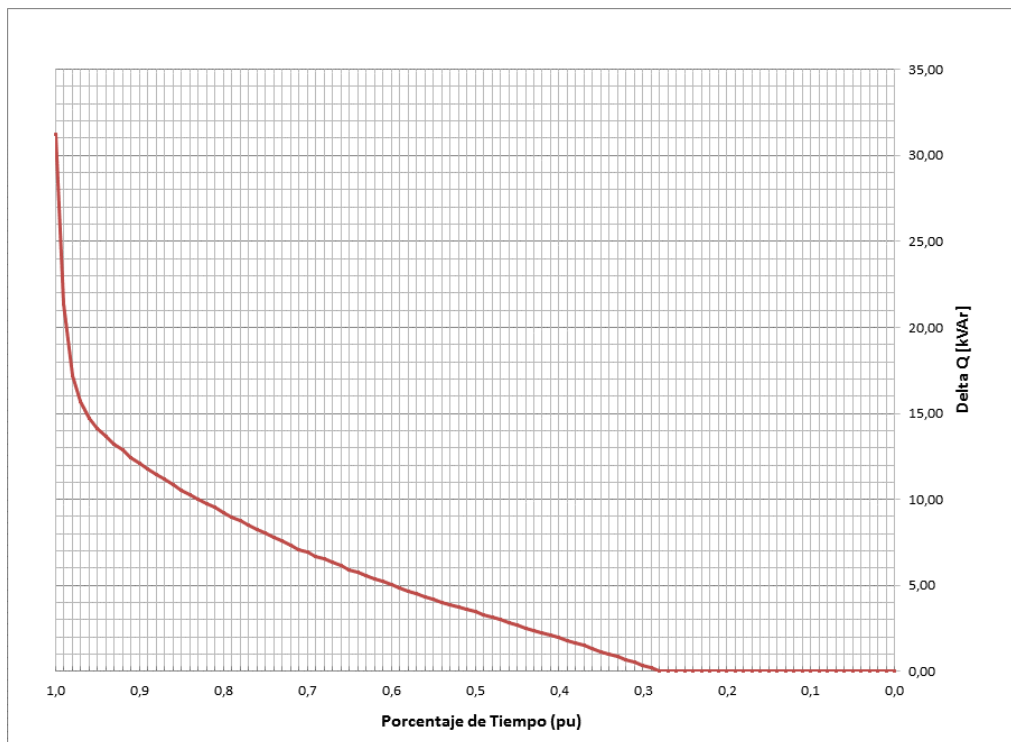
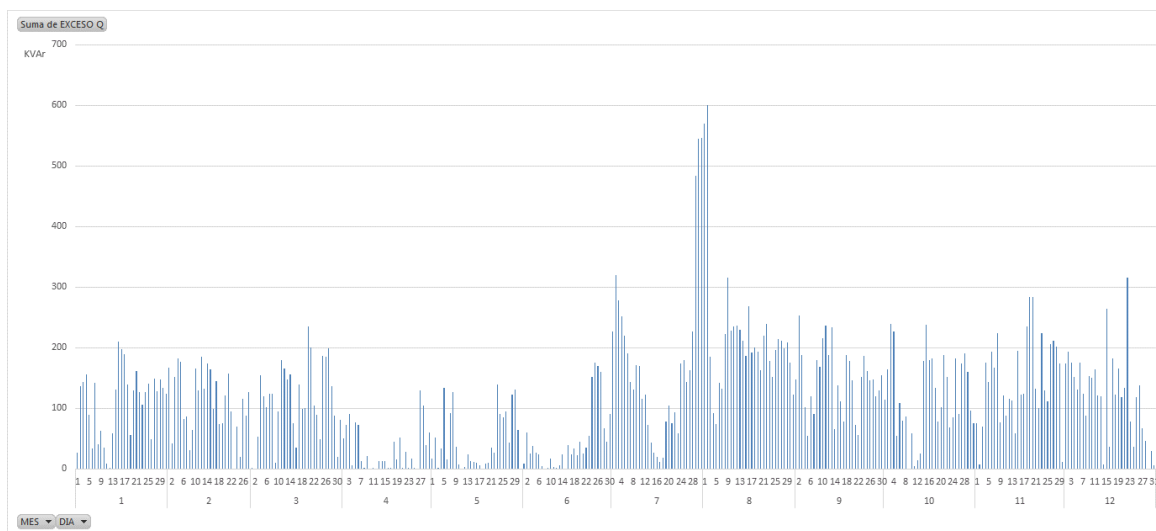
### **3.2 Fronteras de intercambio con otros operadores de red**

Corresponden a las fronteras comerciales que se configuran en nodos de interconexión de los sistemas de transmisión regional y distribución local con otros operadores de red aledaños. La bidireccionalidad de los flujos de energía y potencia activa los cuatro cuadrantes del diagrama de dispersión del factor de potencia, debido a la presencia de valores positivos y negativos de energías activa y reactiva.

El primer subgrupo de fronteras de intercambio se conforma por las fronteras comerciales del STR que se configuran en las subestaciones Cartago, Victoria y Regivit 115 kV, a través de las cuales se interconecta el sistema operado por CHEC con los sistemas de subtransmisión operados por EPSA (Cartago) y Enertolima (Victoria y Regivit). Para cada una de las fronteras descritas, se presentan los correspondientes elementos gráficos que soportan el análisis (Figura 3-17 a Figura 3-28).

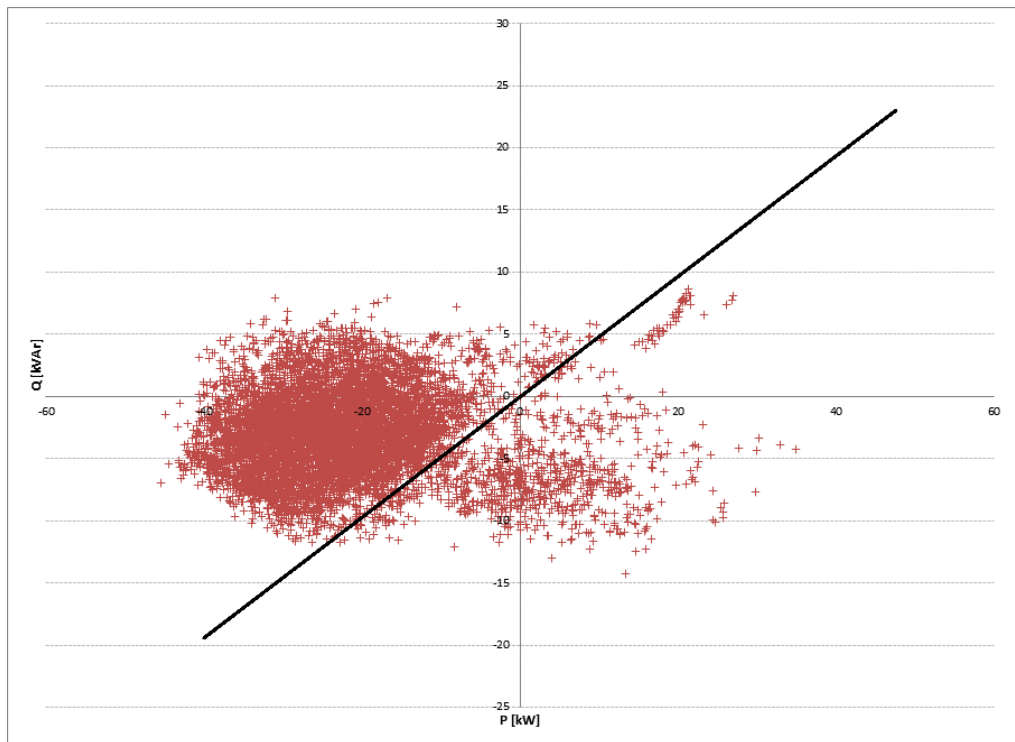
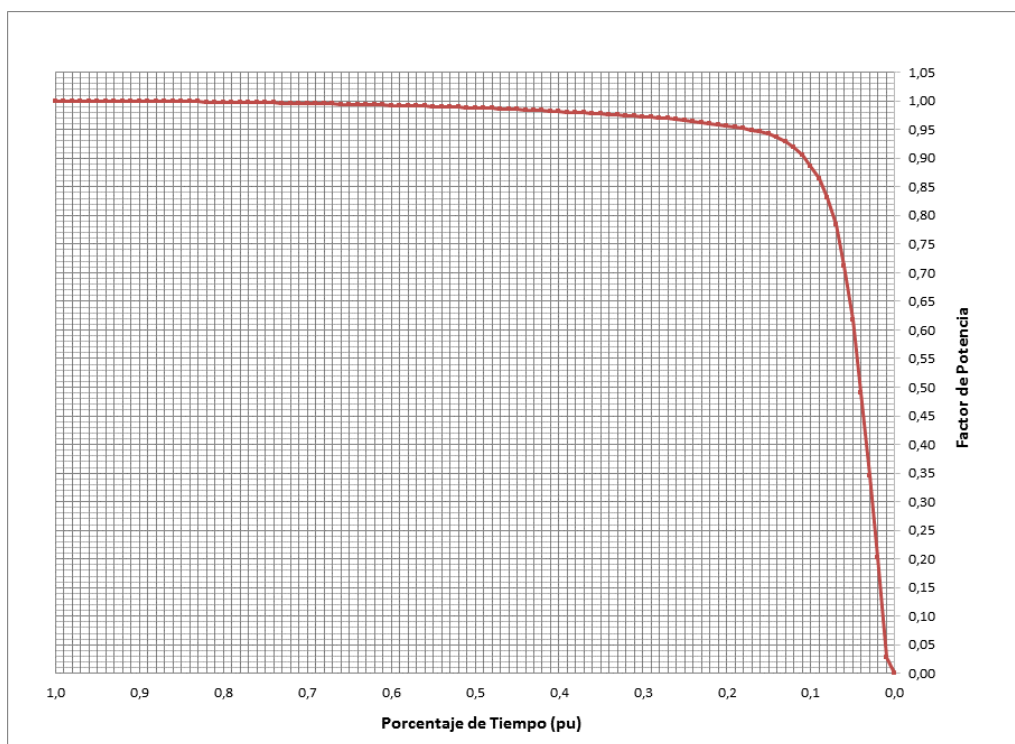
- Cartago 115 kV: se configura en la subestación Cartago 115 kV (propiedad de EPSA) a través de la línea Cartago-Papeles-Pavas 115 kV.

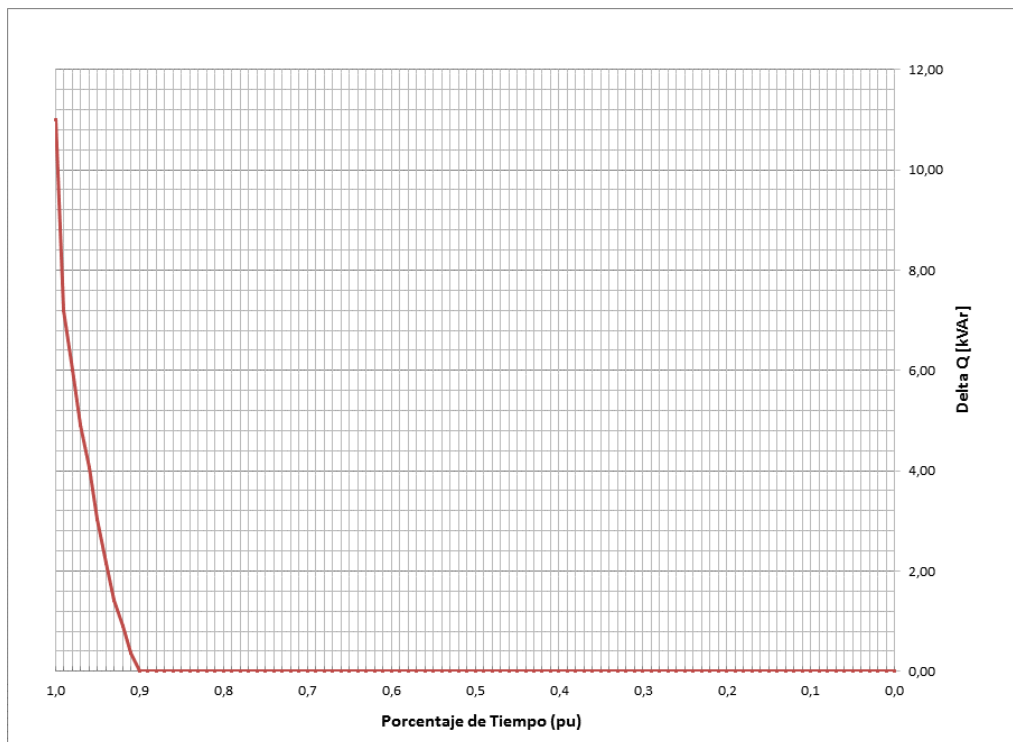
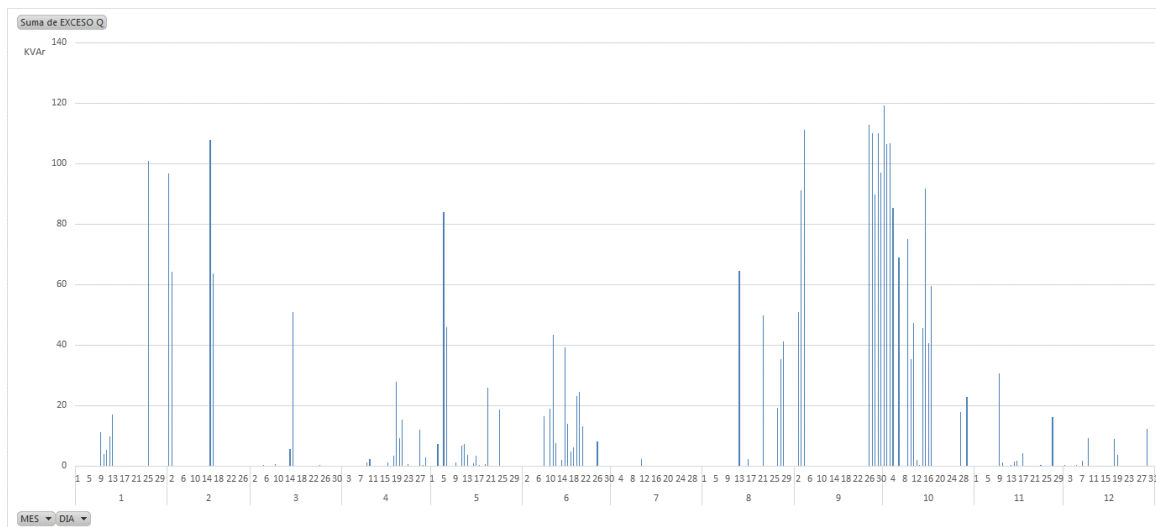
**Figura 3-17:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Cartago 115 kV.**Figura 3-18:** Curva de duración del factor de potencia Cartago 115 kV.

**Figura 3-19:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Cartago 115 kV.**Figura 3-20:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Cartago 115 kV.

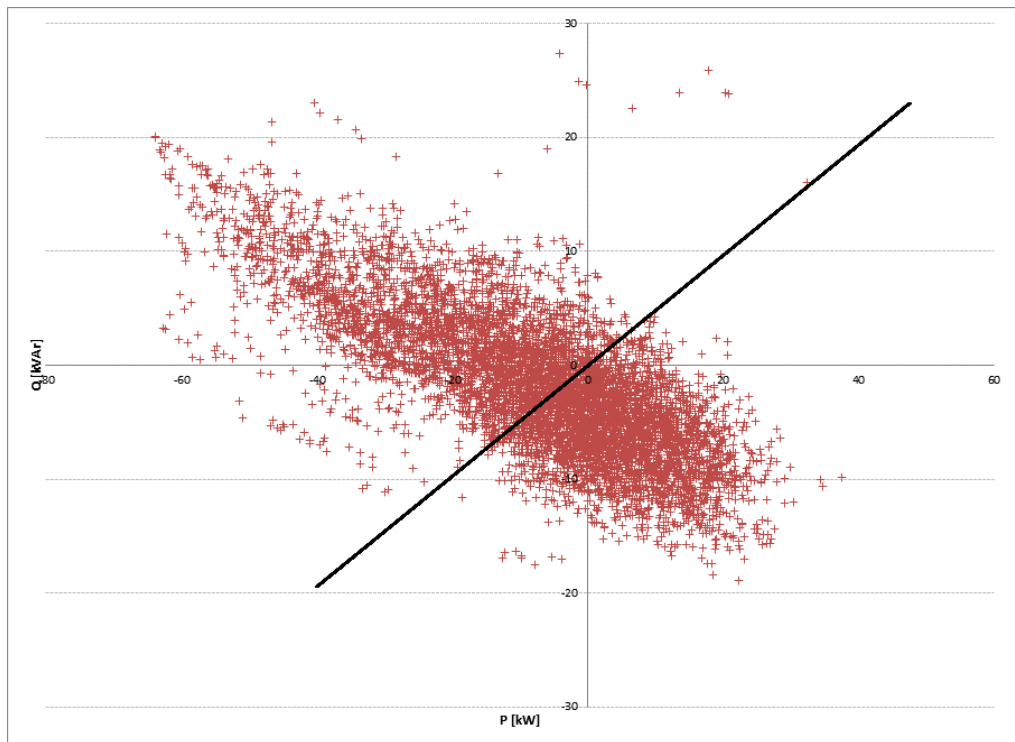
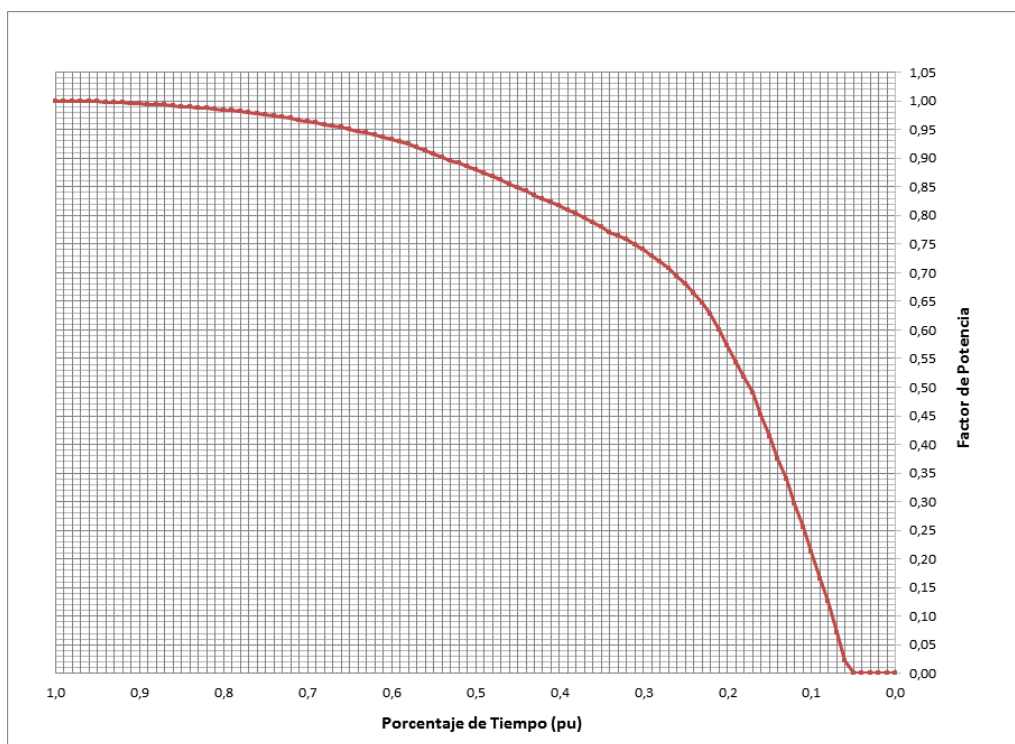
- Victoria 115 kV: se configura en la subestación Victoria 115 kV (propiedad de CHEC) a través de la línea Victoria-Mariquita 115 kV.

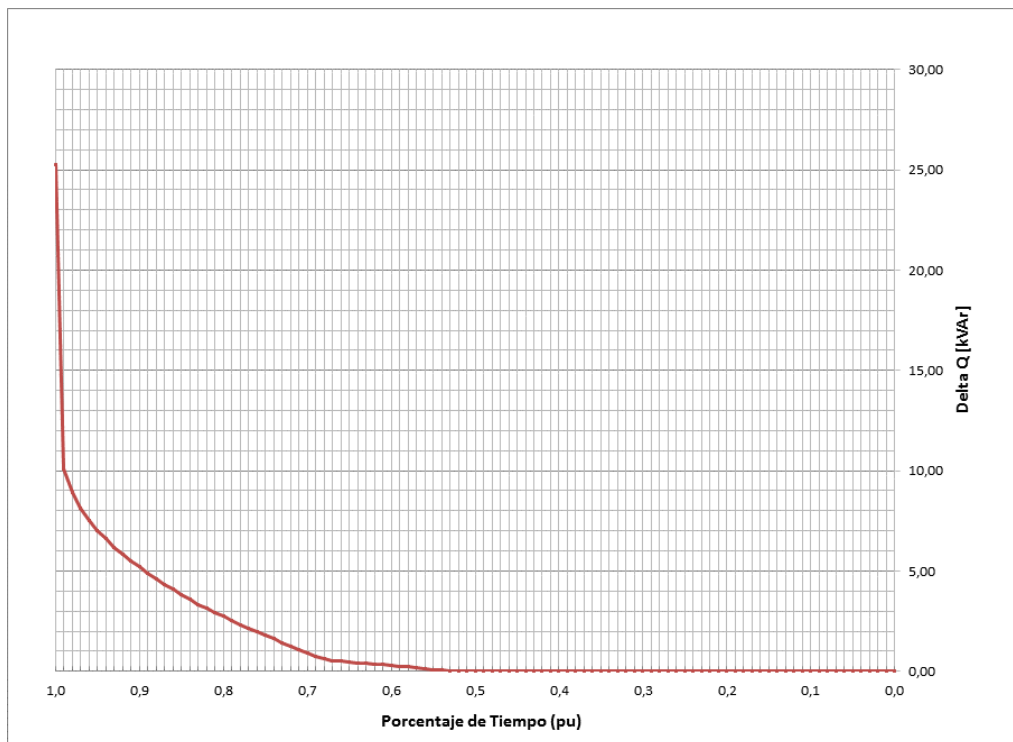
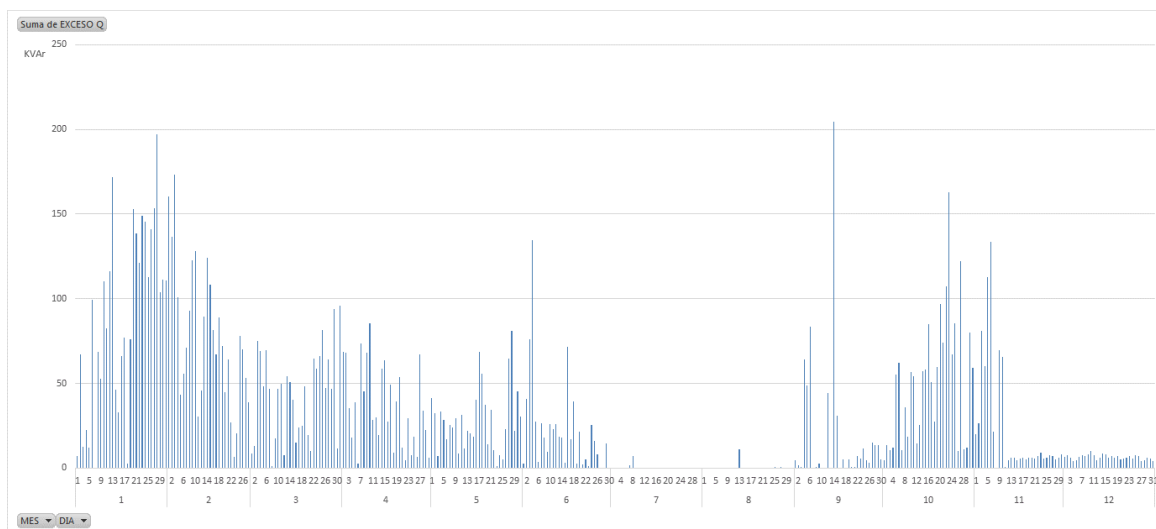


**Figura 3-21:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Victoria 115 kV.**Figura 3-22:** Curva de duración del factor de potencia Victoria 115 kV.

**Figura 3-23:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Victoria 115 kV.**Figura 3-24:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Victoria 115 kV.

- Regivit 115 kV: se configura en la subestación Regivit 115 kV (propiedad de CHEC) a través de la línea Regivit-Cajamarca 115 kV.

**Figura 3-25:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Regivit 115 kV.**Figura 3-26:** Curva de duración del factor de potencia Regivit 115 kV.

**Figura 3-27:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Regivit 115 kV.**Figura 3-28:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Regivit 115 kV.

El análisis de los resultados para el subgrupo de fronteras de intercambio a 115 kV permite identificar:

- El intercambio de energía reactiva con el sistema eléctrico operado por EPSA a través de la subestación Cartago, es predominantemente de importación hacia el área CQR. La exportación de reactivos desde CQR hacia el Valle del Cauca es poco visible durante el año, siendo la exportación de energía activa un poco más notoria. Para el caso de las interconexiones con el sistema de subtransmisión operado por Enertolima, a través de la subestación Victoria predomina la inyección de energía activa hacia el área CQR, mientras que la energía reactiva transita en ambas direcciones, mostrando una tendencia más marcada de importación. En los intercambios a través de la subestación Regivit, se identifica el predominio de la importación de reactivos hacia el área CQR desde el departamento del Tolima. La energía reactiva se intercambia en ambas direcciones a través del Sistema de Transmisión Regional, siendo de mayor magnitud la inyección hacia el área CQR.
- De las tres fronteras de intercambio bajo análisis, la interconexión con el sistema del Valle del Cauca es la que presenta peores condiciones técnicas desde el punto de vista del transporte de energía reactiva en exceso. Con el departamento del Tolima, la interconexión en la subestación Regivit también presenta condiciones técnicas desfavorables en el tránsito de energía reactiva penalizada, mientras que la interconexión en la subestación Victoria presenta condiciones aceptables, dado que las condiciones de penalización son poco reiterativas. La Tabla 3-2 presenta para cada frontera del STR bajo análisis, los valores del percentil aplicables para dos condiciones: factor de potencia igual a 0,9 y energía reactiva en exceso igual a cero. Para el caso de la frontera de interconexión en Cartago, los valores mostrados indican que durante el 73% del año 2014, se presentó exceso en el tránsito de energía reactiva por la frontera comercial.

**Tabla 3-2:** Condiciones de exceso de reactivos en las fronteras de intercambio del STR.

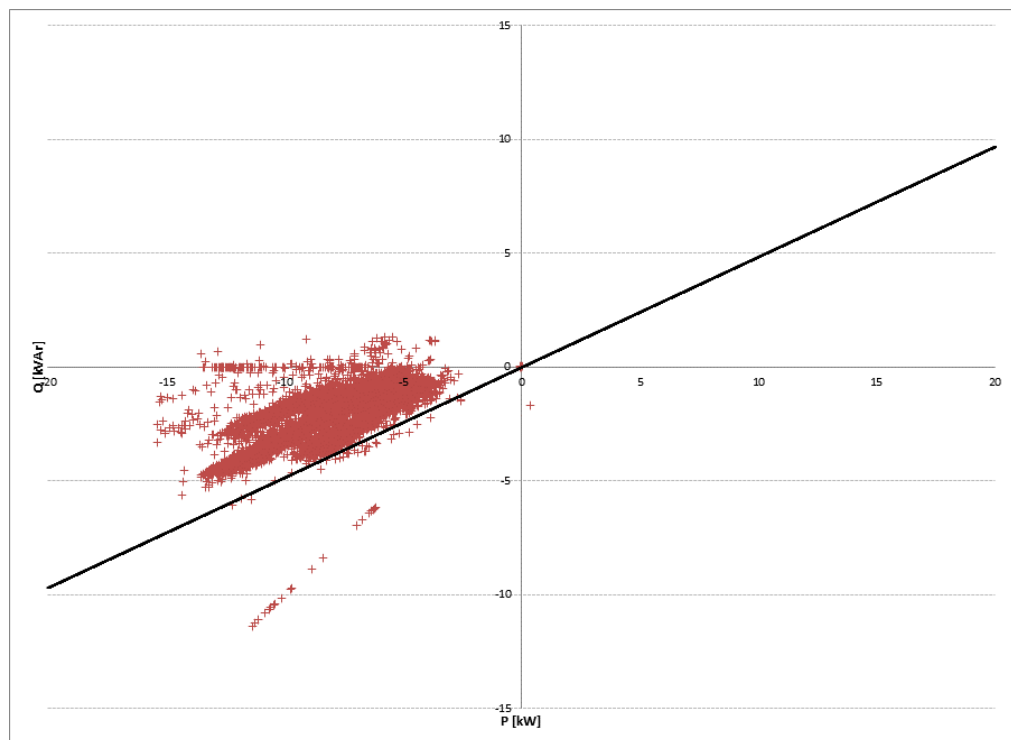
Frontera	Percentil	
	FP = 0,9	Qexc = 0
Cartago	0,73	0,27
Victoria	0,10	0,90
Regivit	0,54	0,52

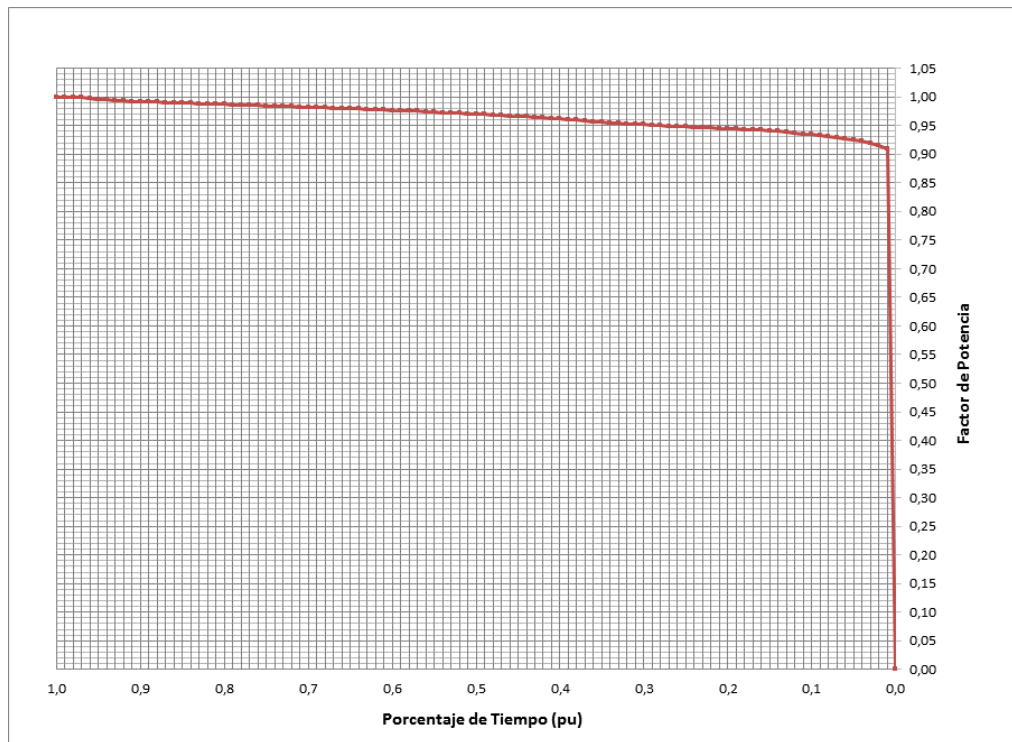
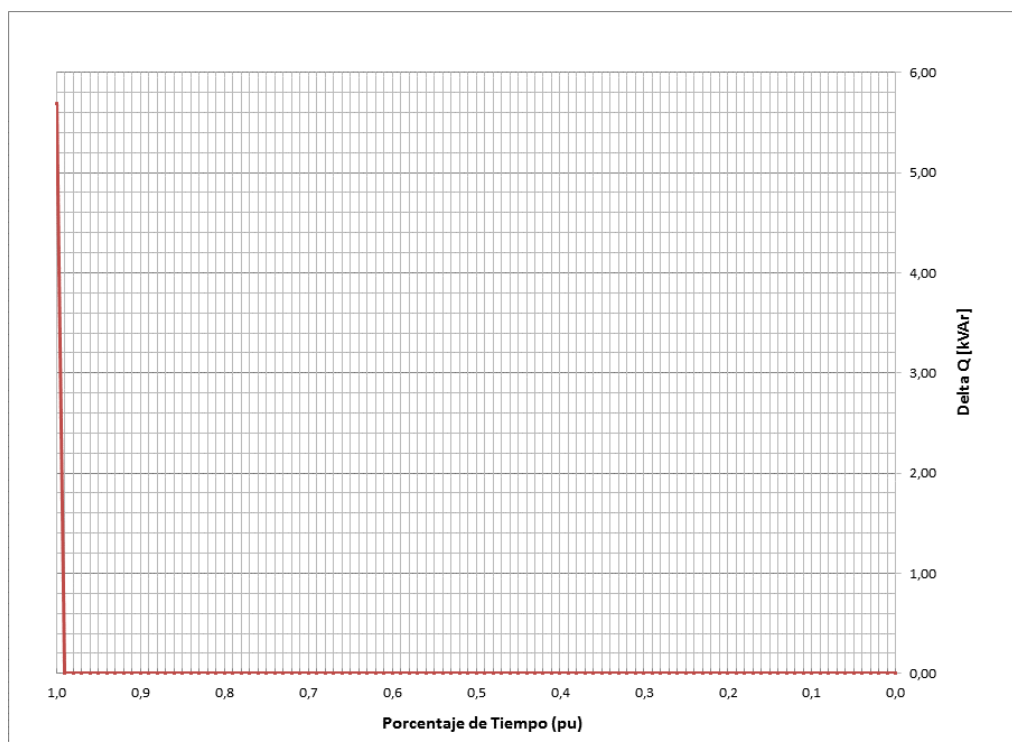
El segundo subgrupo de fronteras de intercambio con otros operadores de red está integrado por aquellas que se configuran en las subestaciones Pavas, Dosquebradas y La Rosa a 115 kV, y que corresponden al lado de alta de los transformadores de potencia 115/33 kV instalados en Pavas y Dosquebradas (propiedad de EEP) y en la barra de La Rosa 115 kV a través de línea Rosa – Cuba 115 kV (propiedad de EEP). La presentación de resultados para este subgrupo se realiza a través de la Figura 3-29 a la Figura 3-40.

Este subgrupo de fronteras de intercambio corresponde a las conexiones con el STR que posee el sistema de distribución que atiende la demanda asociada al municipio de Pereira y que es operado por la EEP.

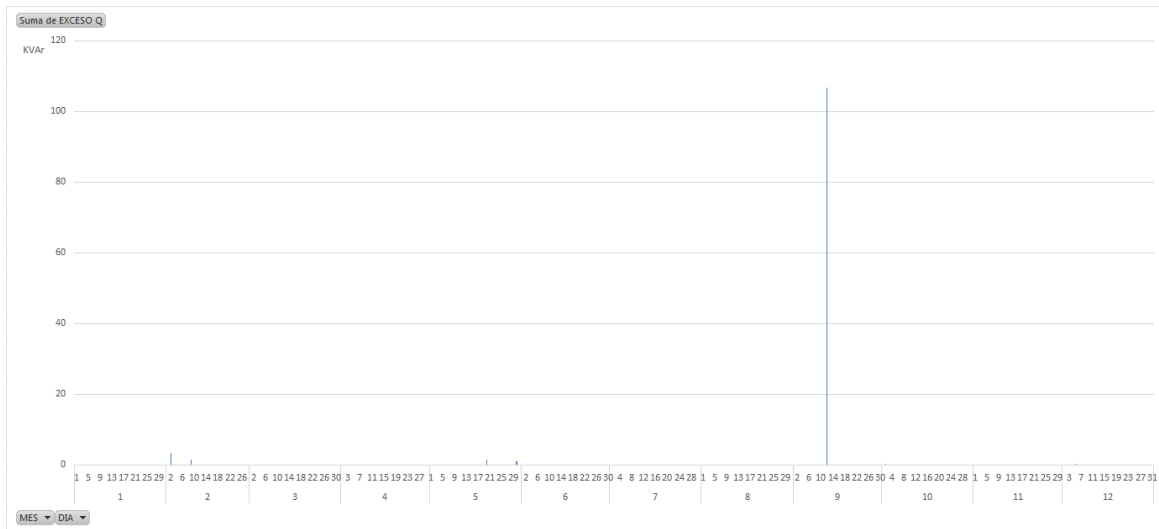
- Pavas 115 kV: se configura en la subestación Pavas 115 kV (propiedad de EEP), involucrando las líneas Cartago-Pavas 115 kV y Pavas-Dosquebradas 115 kV.

**Figura 3-29:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Pavas 115 kV.



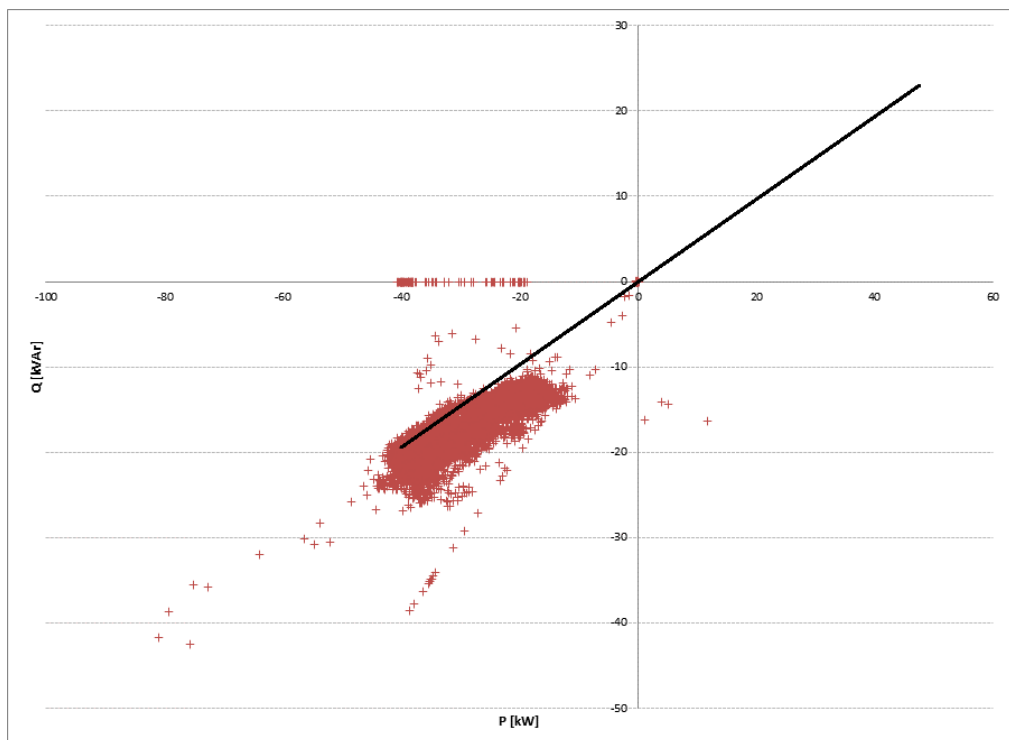
**Figura 3-30:** Curva de duración del factor de potencia Pavas 115 kV.**Figura 3-31:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Pavas 115 kV.

**Figura 3-32:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Pavas 115 kV.

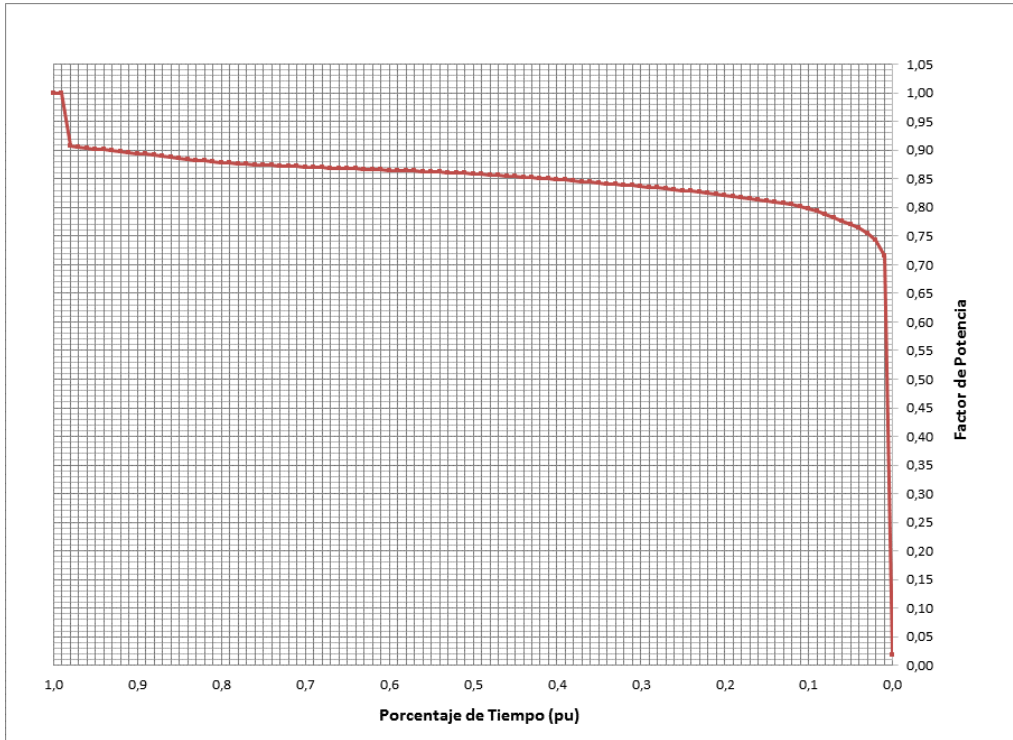
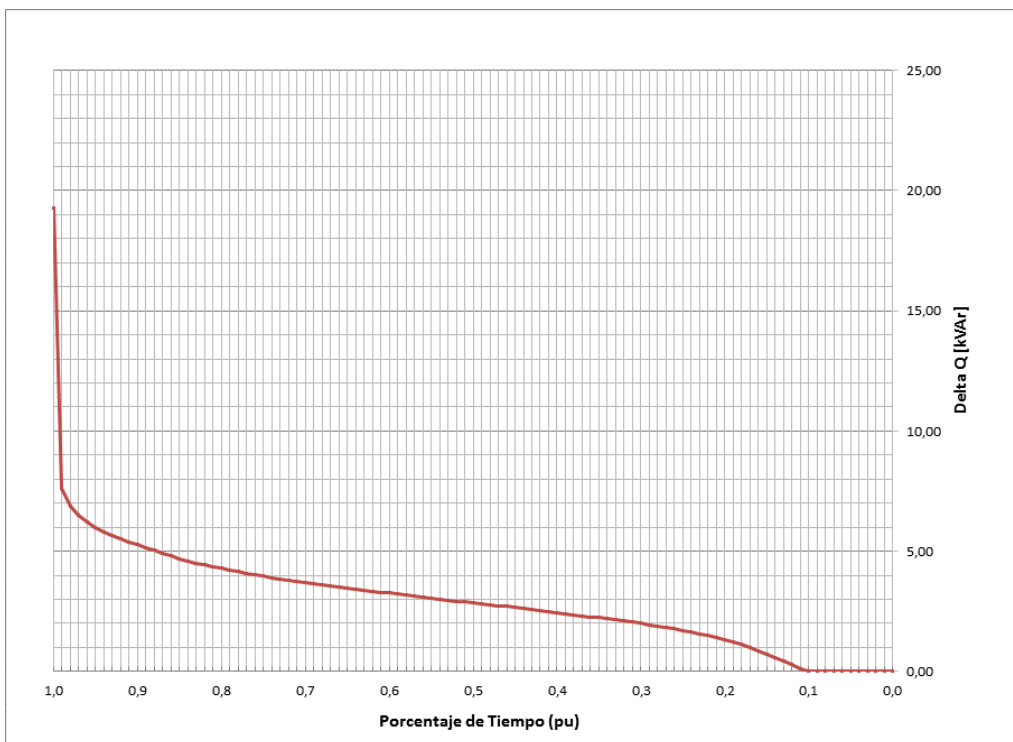


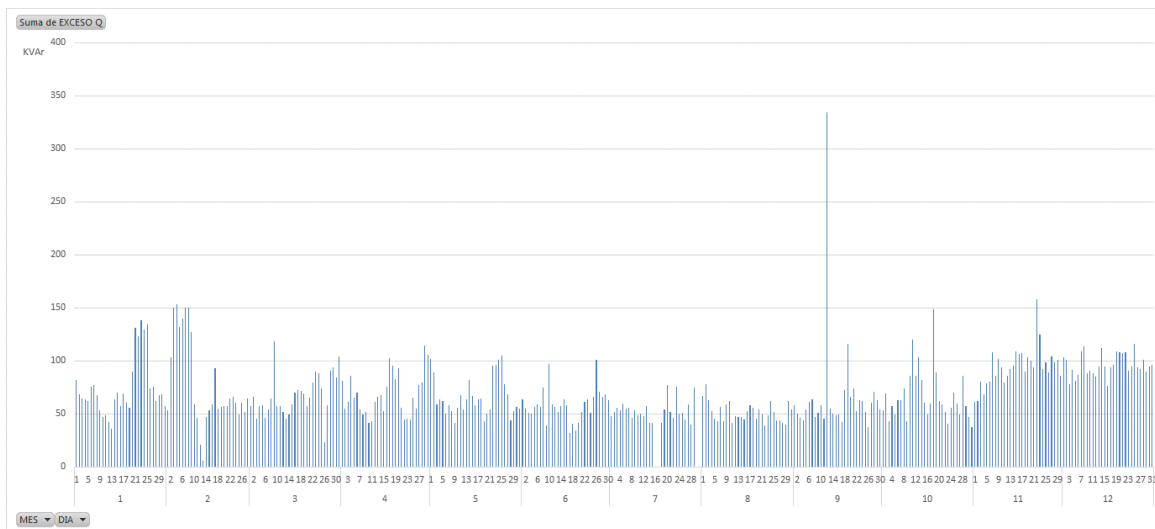
- Dosquebradas 115 kV: se configura en la subestación Dosquebradas 115 kV (propiedad de EEP), involucrando las líneas Pavas-Dosquebradas 115 kV y Dosquebradas-Rosa 115 kV.

**Figura 3-33:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Dosquebradas 115 kV.

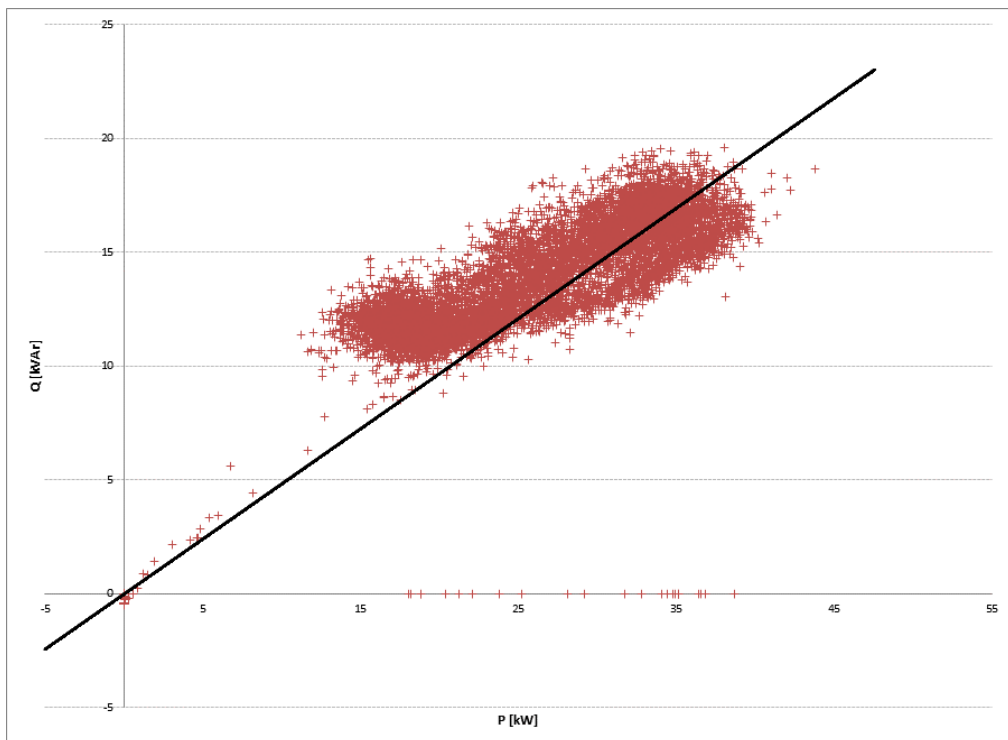


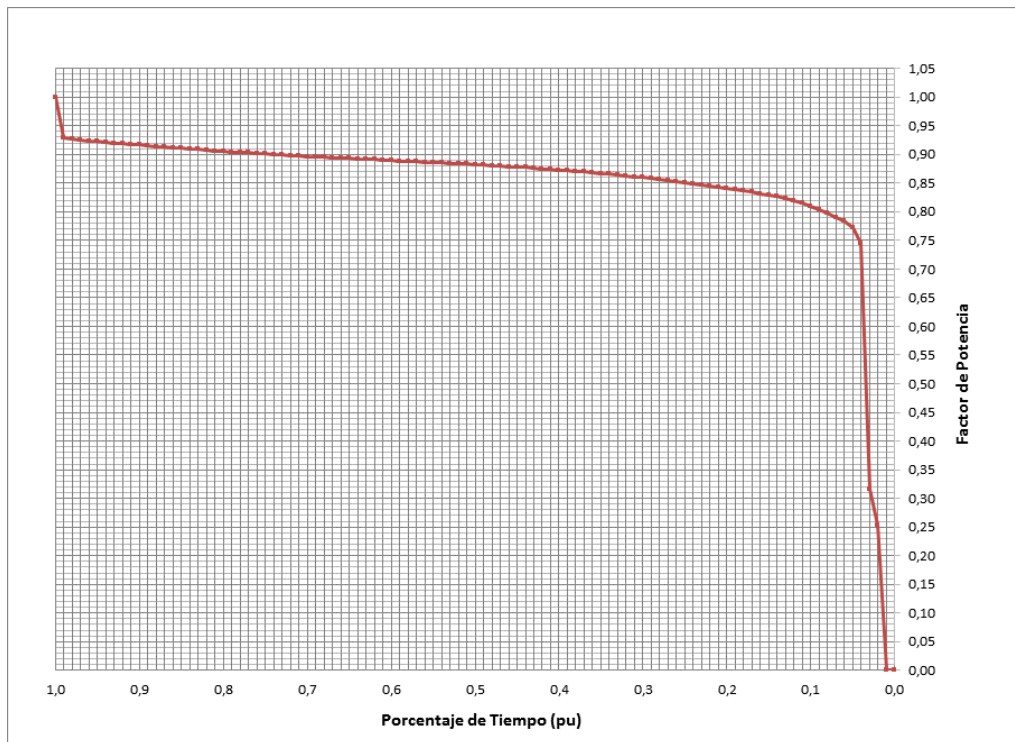
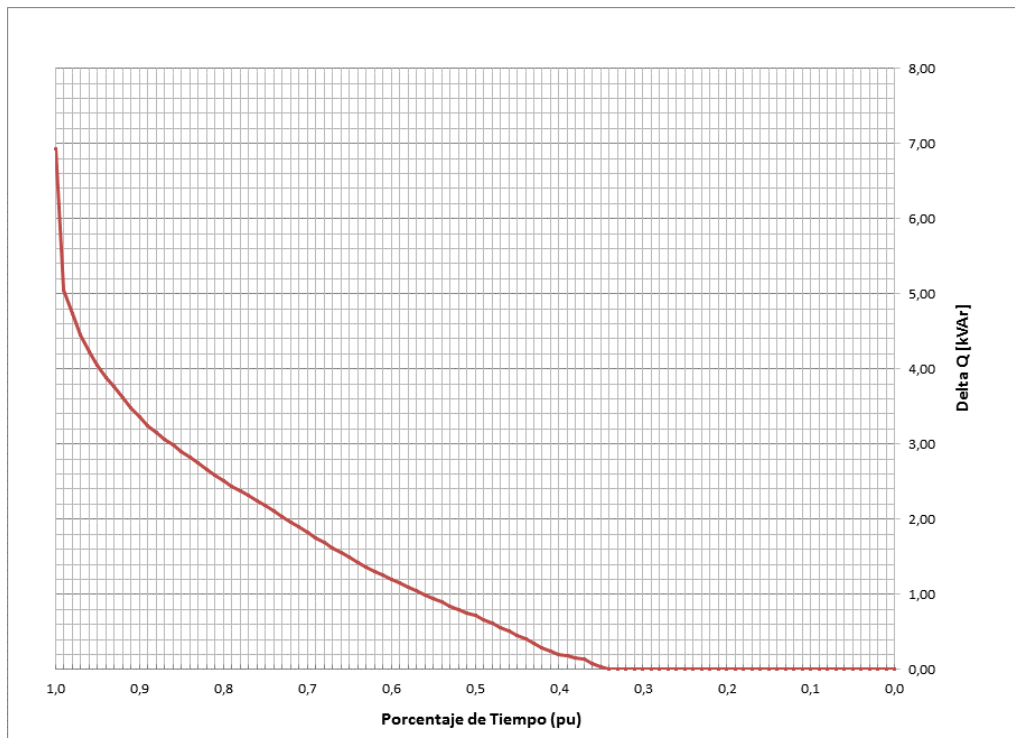


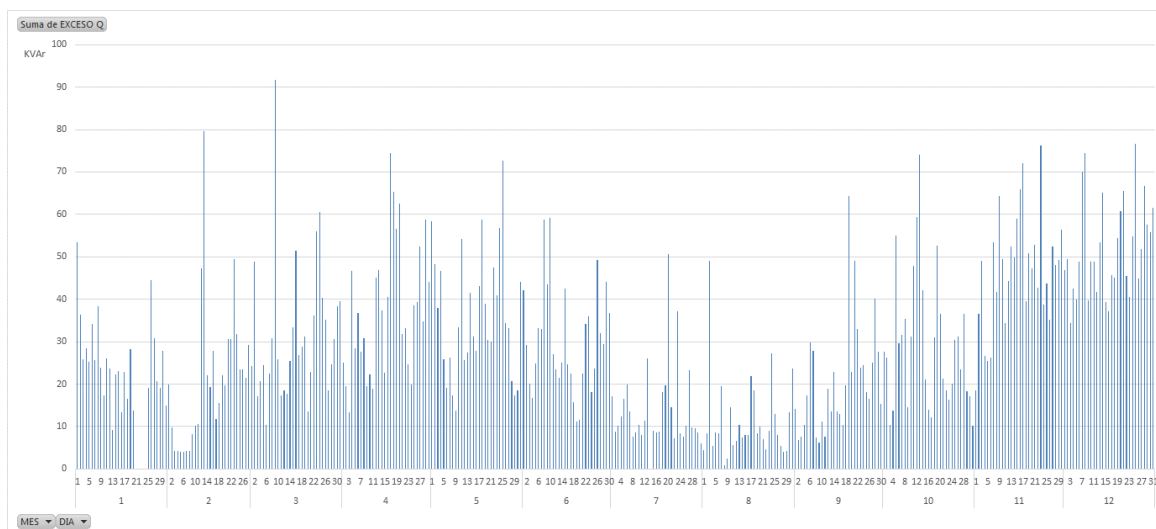
**Figura 3-34:** Curva de duración del factor de potencia Dosquebradas 115 kV.**Figura 3-35:** Curva de duración energía reactiva penalizada Dosquebradas 115 kV.

**Figura 3-36:** Distribución temporal energía reactiva penalizada Dosquebradas 115 kV.

- La Rosa 115 kV: se configura en la subestación La Rosa 115 kV (propiedad de CHEC), a través de la línea Rosa-Cuba 115 kV.

**Figura 3-37:** Diagrama de dispersión del factor de potencia La Rosa 115 kV.

**Figura 3-38:** Curva de duración del factor de potencia La Rosa 115 kV.**Figura 3-39:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada La Rosa 115 kV.

**Figura 3-40:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada La Rosa 115 kV.

Los resultados presentados permiten verificar las condiciones técnicas derivadas de los intercambios permanentes de energía activa y reactiva desde el sistema de subtransmisión operado por CHEC y el sistema de distribución operado por EEP. La Tabla 3-3 presenta los valores de energía activa, reactiva y reactiva penalizada para las fronteras de intercambio con el sistema de distribución del municipio de Pereira.

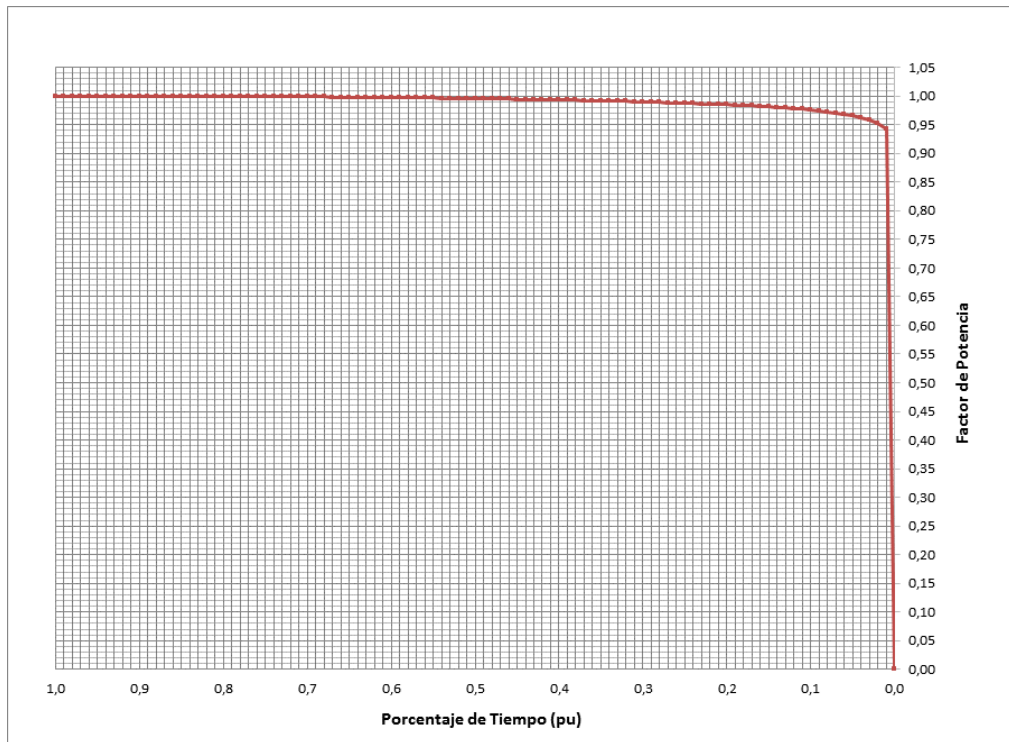
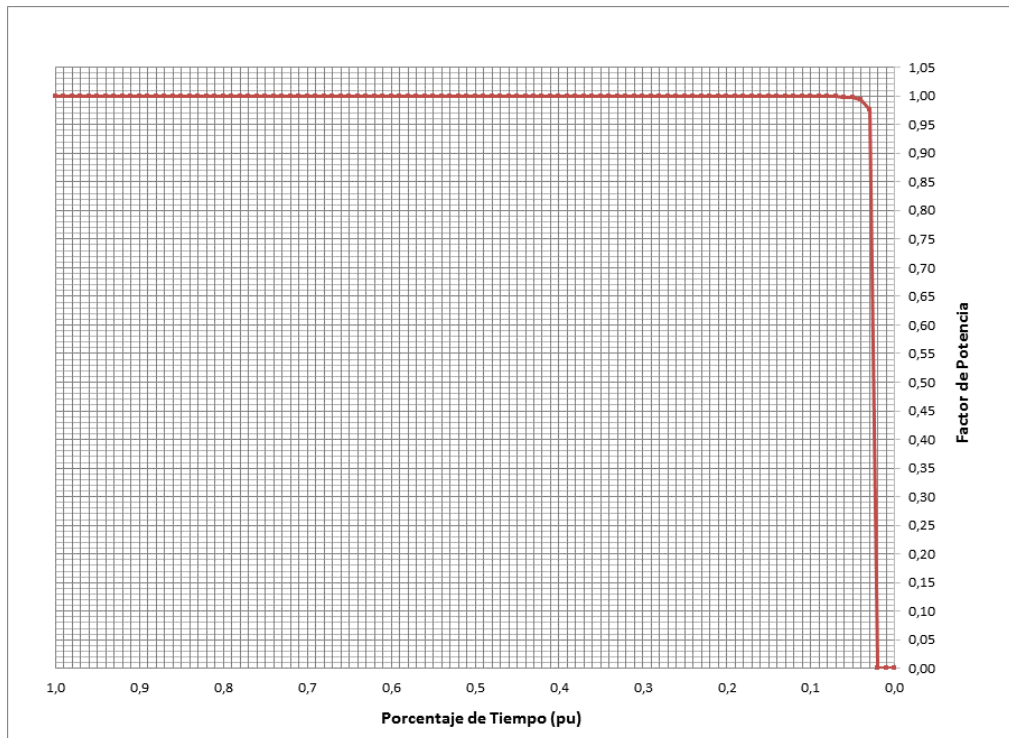
**Tabla 3-3:** Exportaciones de energía activa y reactiva hacia el sistema de distribución operado por EEP.

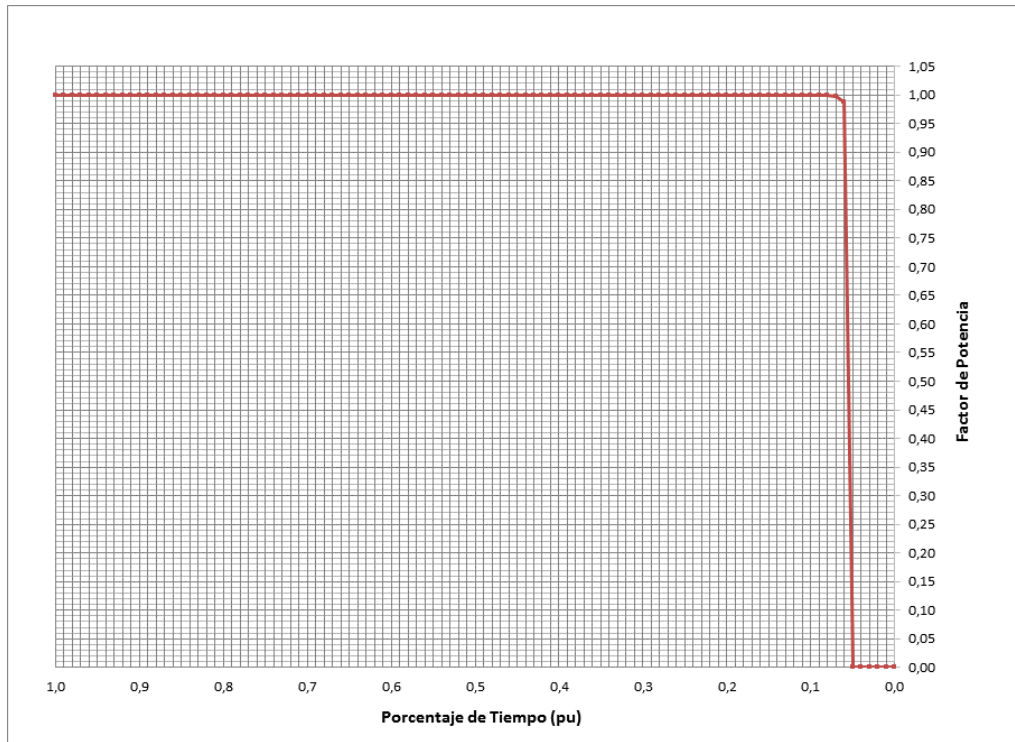
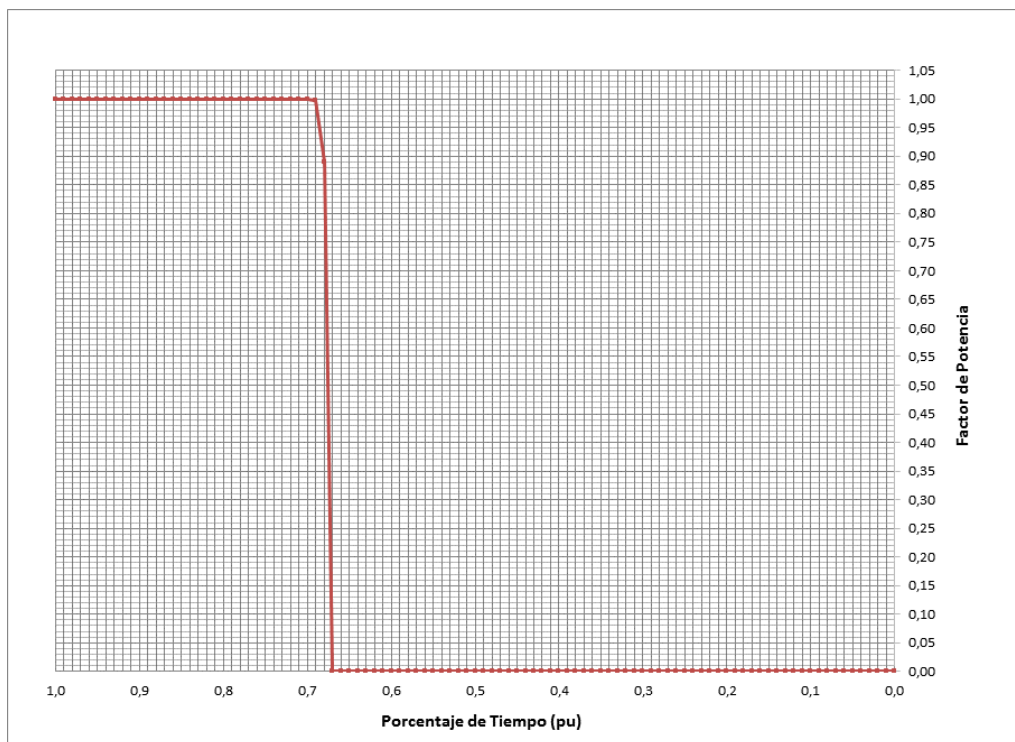
Frontera	Energía Activa		Energía Reactiva		Energía Reactiva en Exceso	
	[Wh/año]	%	[Varh/año]	%	[Varh/año]	%
Pavas	70.309.632	13%	18.385.532	6%	114.442	0%
Dosquebradas	247.291.422	46%	146.881.102	52%	25.384.495	70%
La Rosa	223.309.680	41%	117.637.790	42%	10.721.790	30%
<b>Total</b>	<b>(540.910.734)</b>		<b>(282.904.424)</b>		<b>36.220.727</b>	

- A través de la subestación Pavas se transfieren la menor cantidad de energía activa y reactiva al sistema de distribución que alimenta la demanda del municipio de Pereira. Las transferencias por cada subestación están ligadas a la capacidad instalada de transformación 115/33 kV y a la condición topológica que presente el sistema de distribución a 33 kV operado por la EEP.
- La subestación Dosquebradas se viene potencializando por la EEP como el principal nodo de inyección para el abastecimiento de la demanda del municipio de Pereira. No obstante, desde el punto de vista de la penalización del exceso de transporte de energía reactiva, en este nodo se identifica la condición más crítica del sistema, dado que representa el 70% del tránsito de energía reactiva en exceso durante el año 2014. No obstante, las condiciones de transferencia desde la subestación la Rosa hacia la subestación Cuba son también adversas, dado que el restante 30% de la energía reactiva penalizada transita a través de esta frontera hacia el sistema de distribución que atiende el municipio de Pereira. Esto se debe a que durante más del 70% de año el factor de potencia en esta subestación se encuentra por debajo de 0,9.

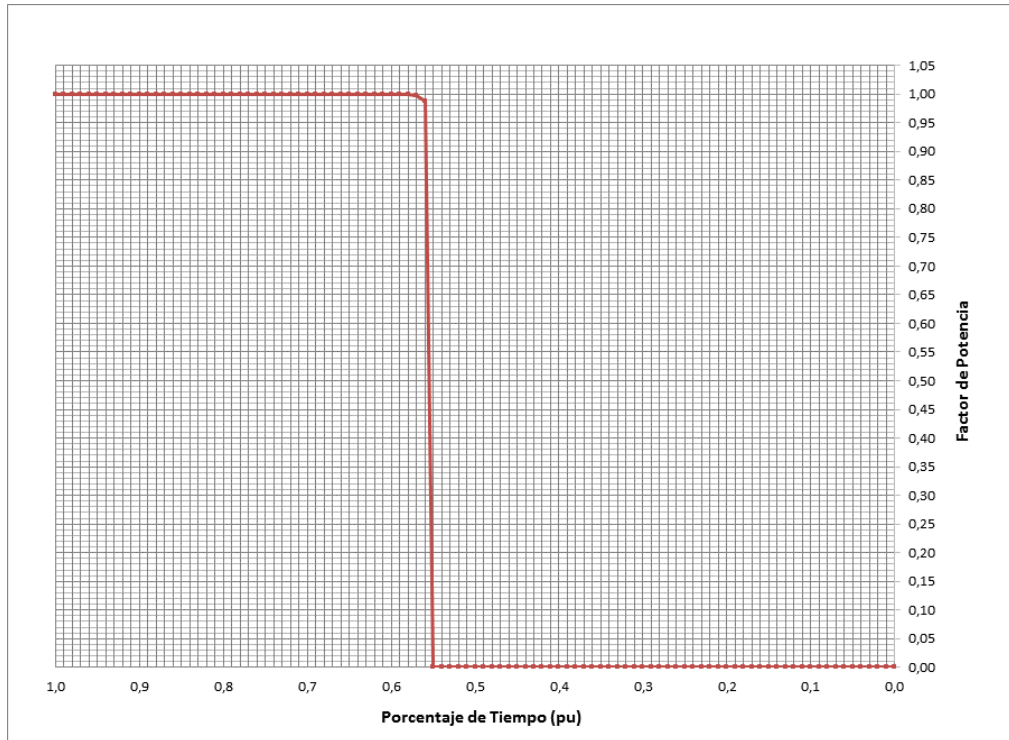
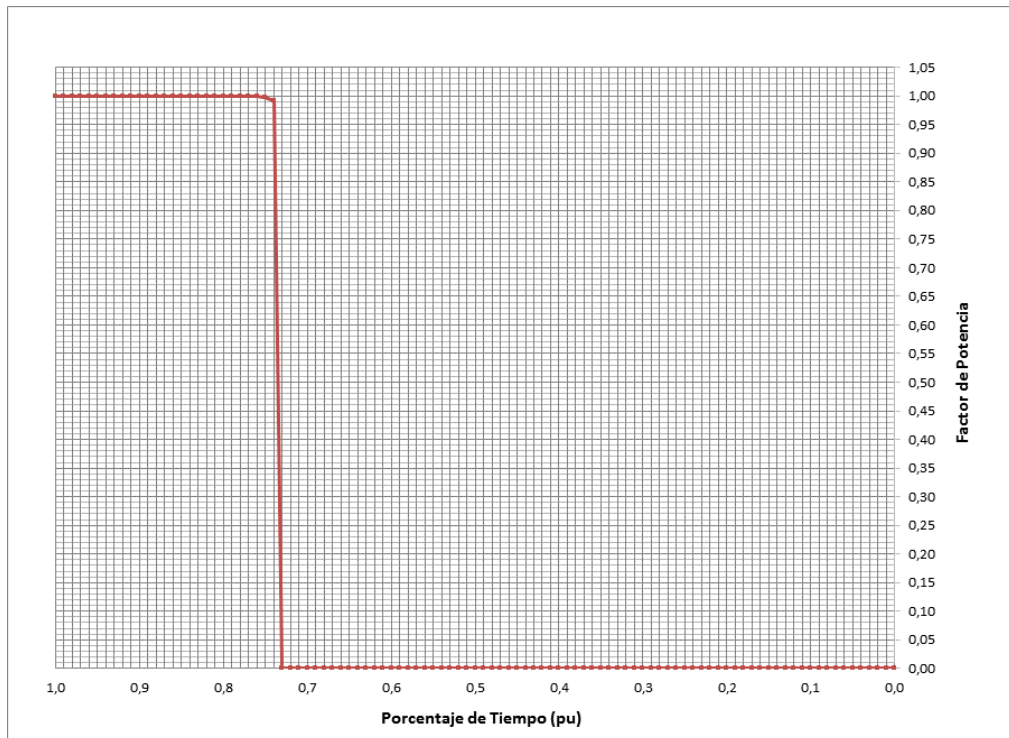
### 3.3 Fronteras de generación

La consulta de registros horarios de energía activa y reactiva para las fronteras comerciales de generación, se realizó para todas las plantas mayores (Termodorada, San Francisco, Esmeralda e Ínsula), incluyendo al análisis los dos cogeneradores (Papeles Nacionales S.A. y el Ingenio Risaralda S.A.) conectados al sistema eléctrico operado por CHEC. Para el caso particular de las plantas mayores, se destaca que sus aportes de energía reactiva al sistema son casi nulos, dado que en condiciones de operación normal las unidades siempre se despachan en un factor de potencia unitario o muy cercano a uno. De acuerdo con los registros analizados, esta condición operativa se identifica como una consigna general en todas las plantas. Los registros de factor de potencia igual a cero, representan aquellos periodos en los cuales la planta no fue despachada. La condición descrita se visualiza claramente a través del comportamiento del factor de potencia de cada planta, que se presenta a través de las curvas de duración mostradas en la Figura 3-41 a la Figura 3-47.

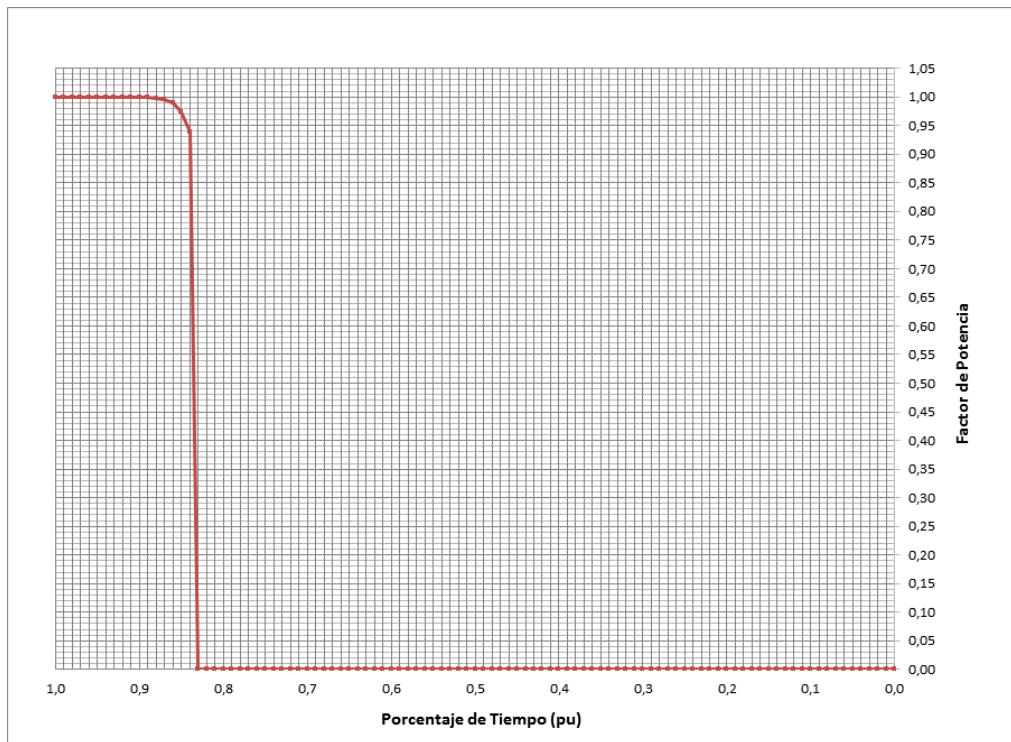
**Figura 3-41:** Curva de duración del factor de potencia planta Ínsula.**Figura 3-42:** Curva de duración del factor de potencia planta Esmeralda (grupo 1).

**Figura 3-43:** Curva de duración del factor de potencia planta Esmeralda (grupo 2).**Figura 3-44:** Curva de duración del factor de potencia planta San Francisco (grupo 1).



**Figura 3-45:** Curva de duración del factor de potencia planta San Francisco (grupo 2).**Figura 3-46:** Curva de duración del factor de potencia planta San Francisco (grupo 3).

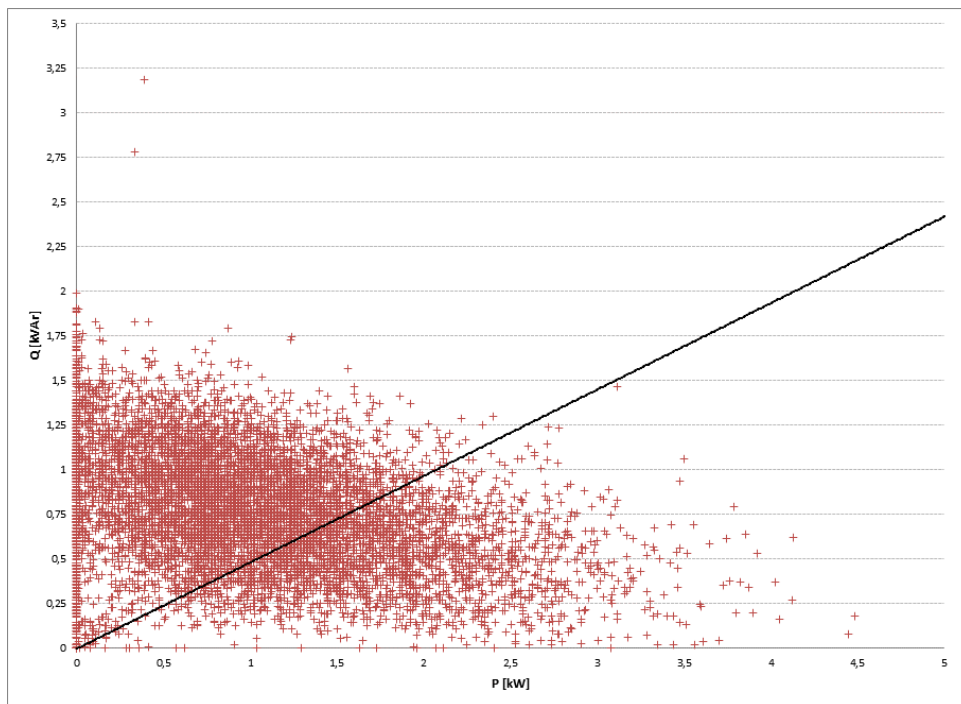


**Figura 3-47:** Curva de duración del factor de potencia planta Termodorada.

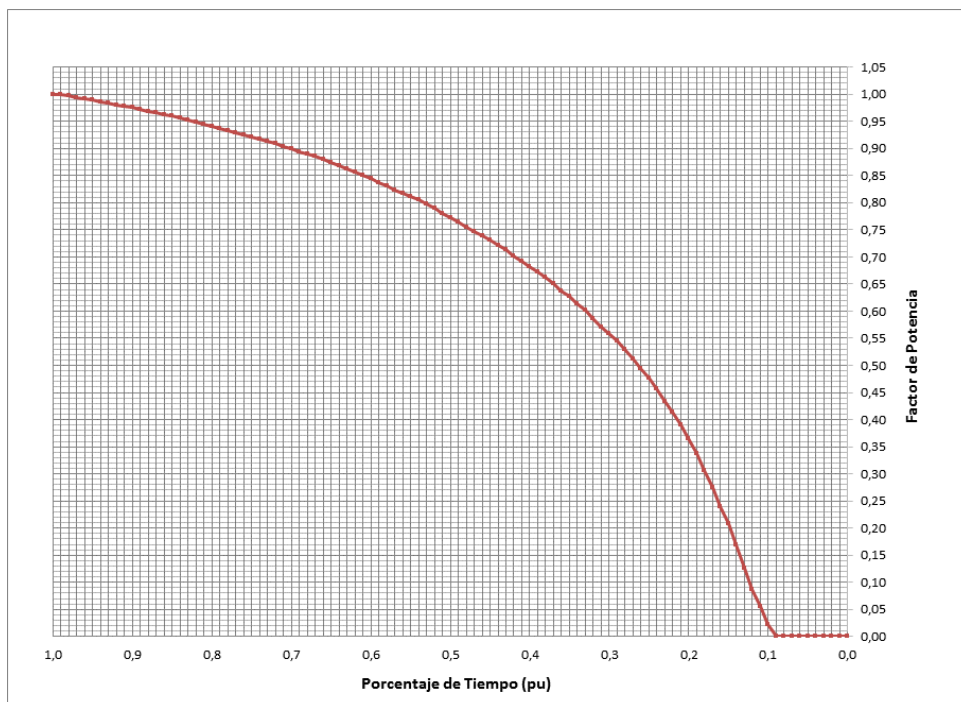
Para el caso particular de los cogeneradores, sus excedentes de generación son inyectados al sistema eléctrico dependiendo del balance interno generación-demanda de cada cliente. Factores como el régimen de sus procesos productivos y el tipo de carga, introducen variaciones en los excedentes de generación, situación que puede visualizarse claramente a partir del análisis de los registros de energía activa y reactiva para este tipo de fronteras.

Los resultados obtenidos para el cogenerador Ingenio Risaralda S.A. pueden apreciarse en la **Figura 3-48** a la **Figura 3-51**, mientras que el cogenerador Papeles Nacionales S.A. se aborda en la **Figura 3-52** a la **Figura 3-55**.

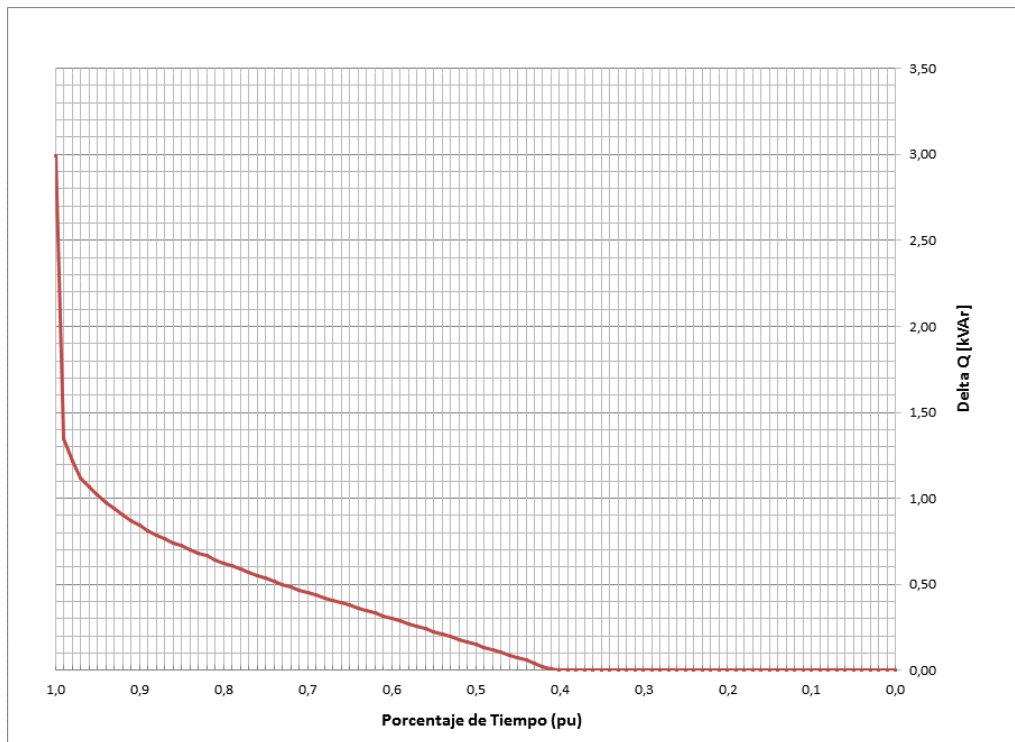
**Figura 3-48:** Diagrama de dispersión del factor de potencia cogenerador Ingenio Risaralda.



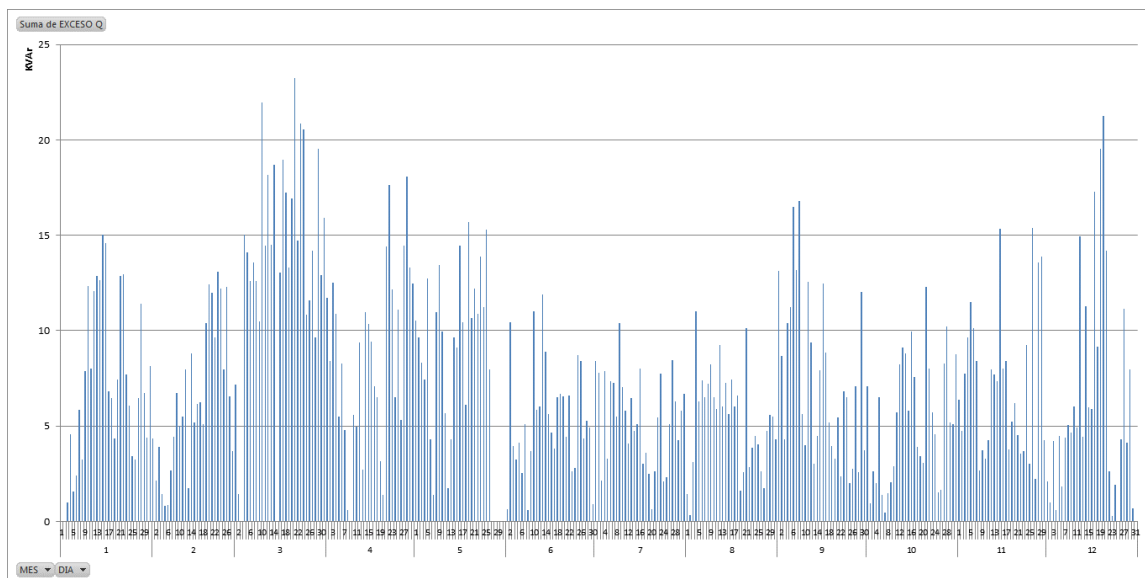
**Figura 3-49:** Curva de duración del factor de potencia del cogenerador Ingenio Risaralda.



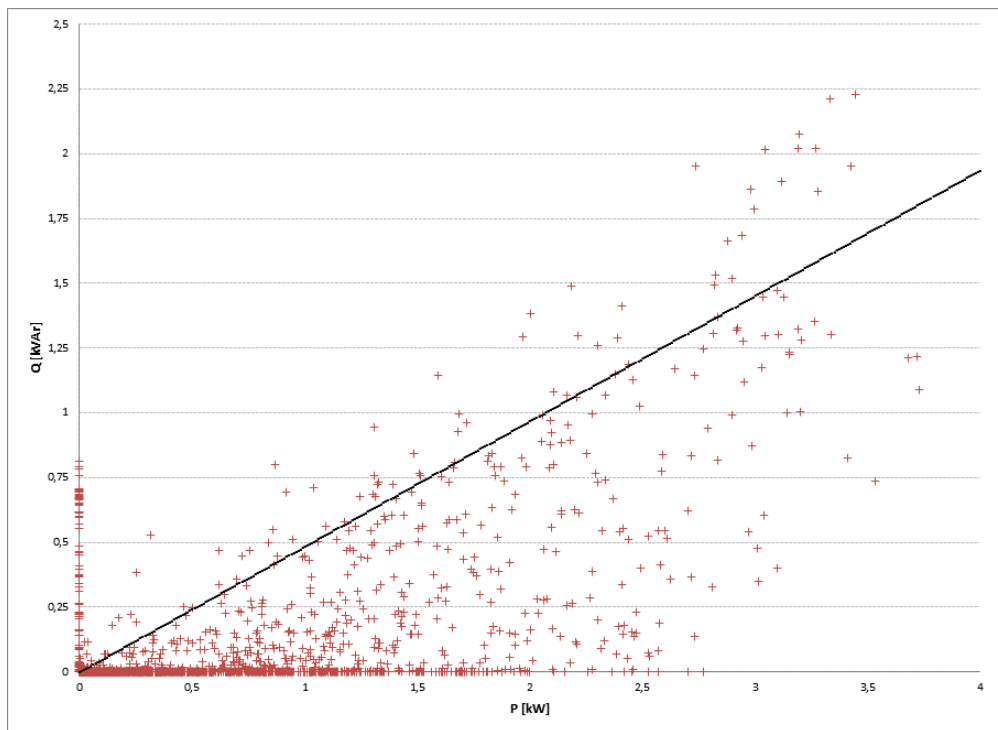
**Figura 3-50:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada cogenerador Ingenio Risaralda.



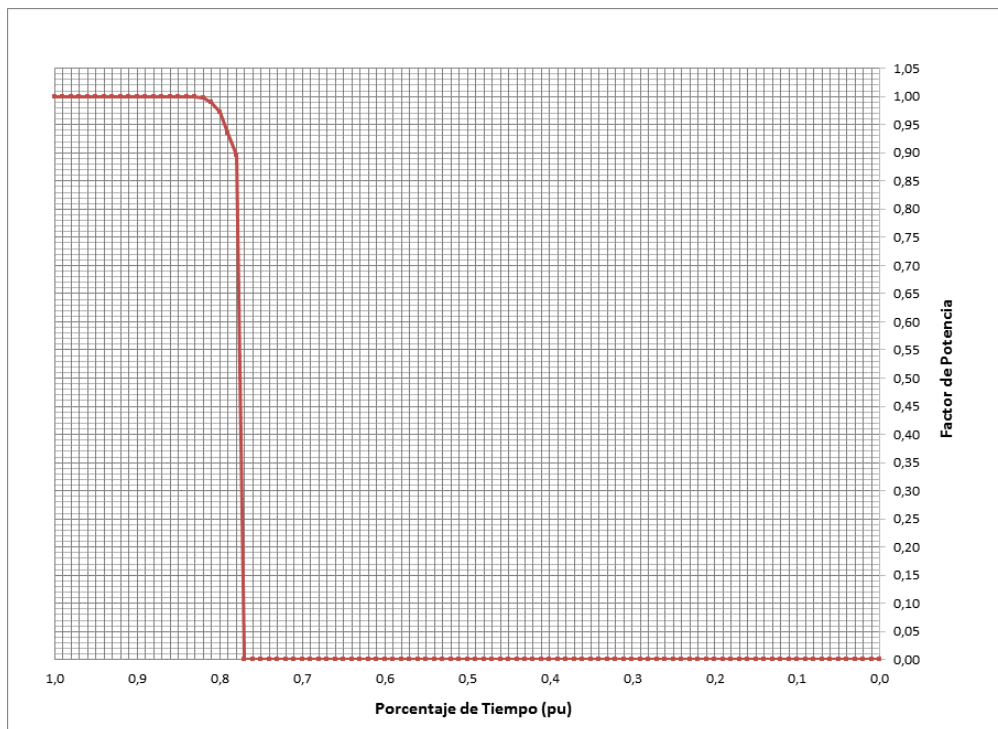
**Figura 3-51:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada cogenerador Ingenio Risaralda.



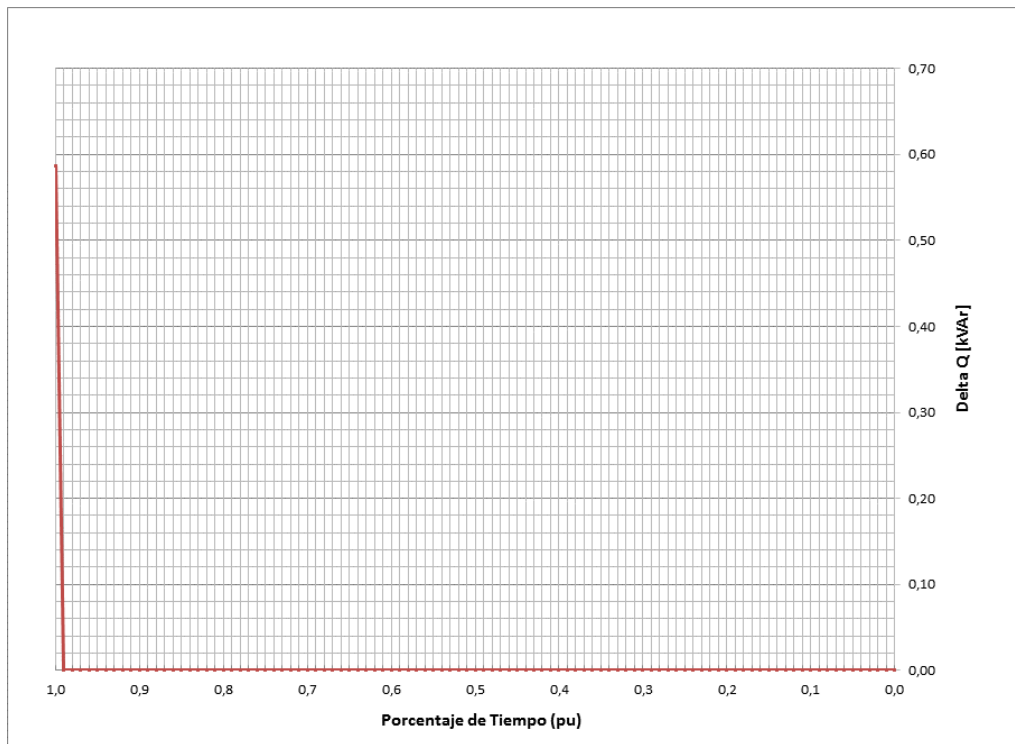
**Figura 3-52:** Diagrama de dispersión del factor de potencia cogenerador Papeles Nacionales.



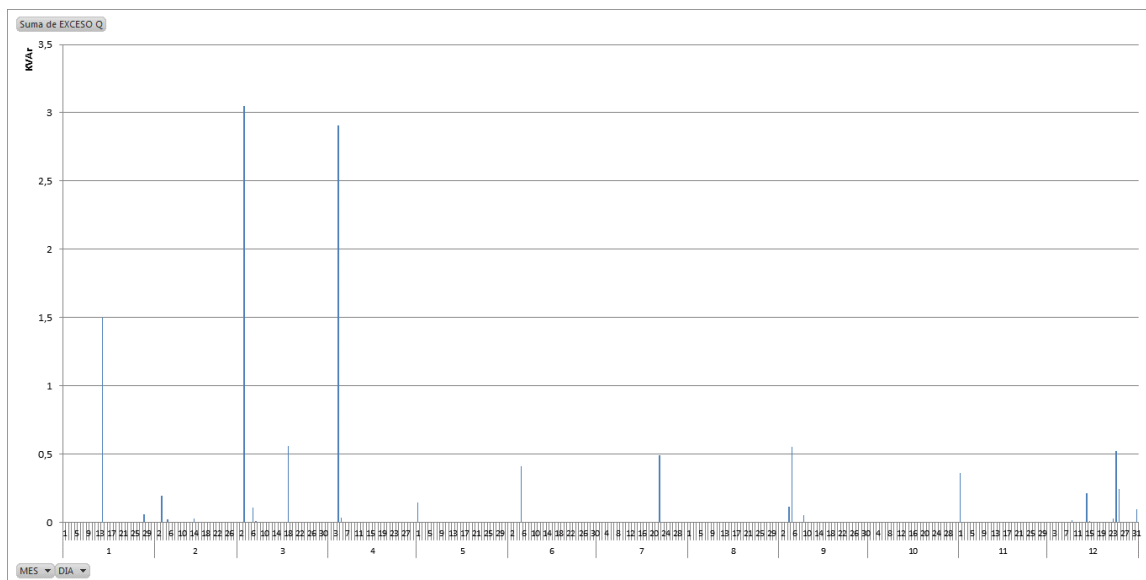
**Figura 3-53:** Curva de duración del factor de potencia cogenerador Papeles Nacionales.



**Figura 3-54:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada cogenerador Papeles Nacionales.



**Figura 3-55:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada cogenerador Papeles Nacionales.

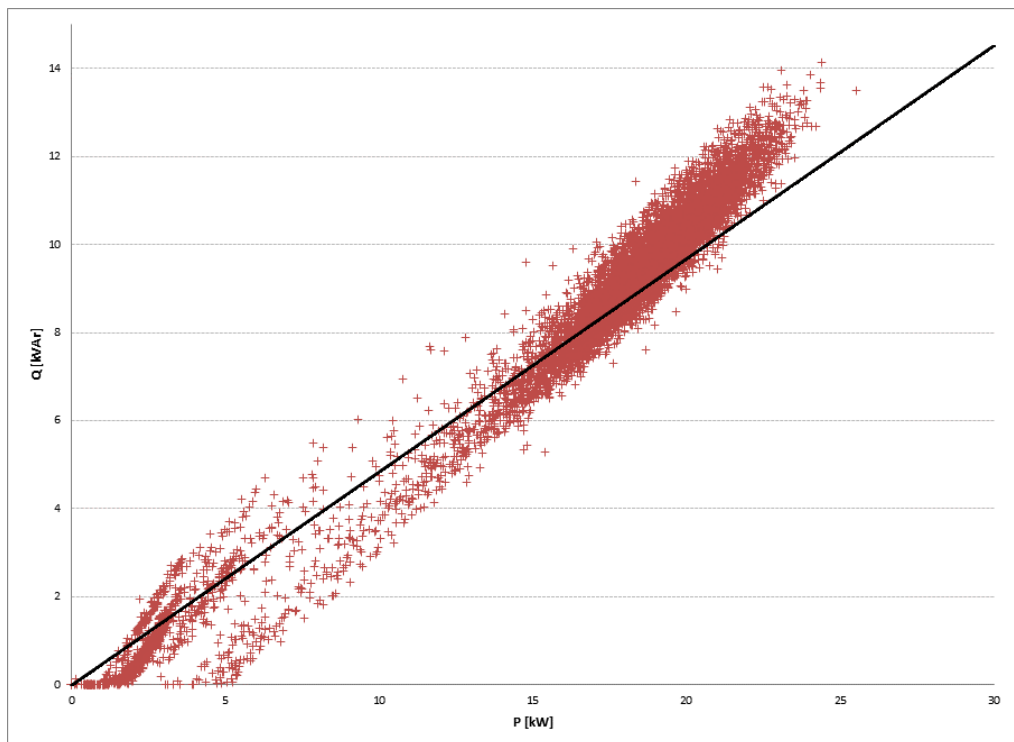


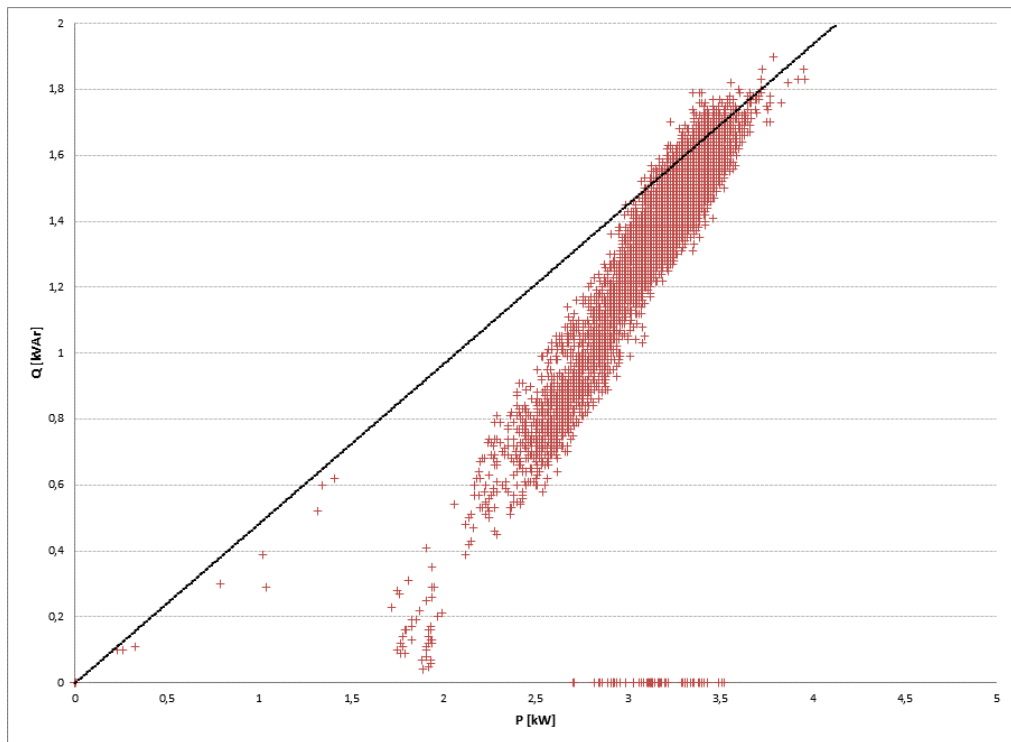
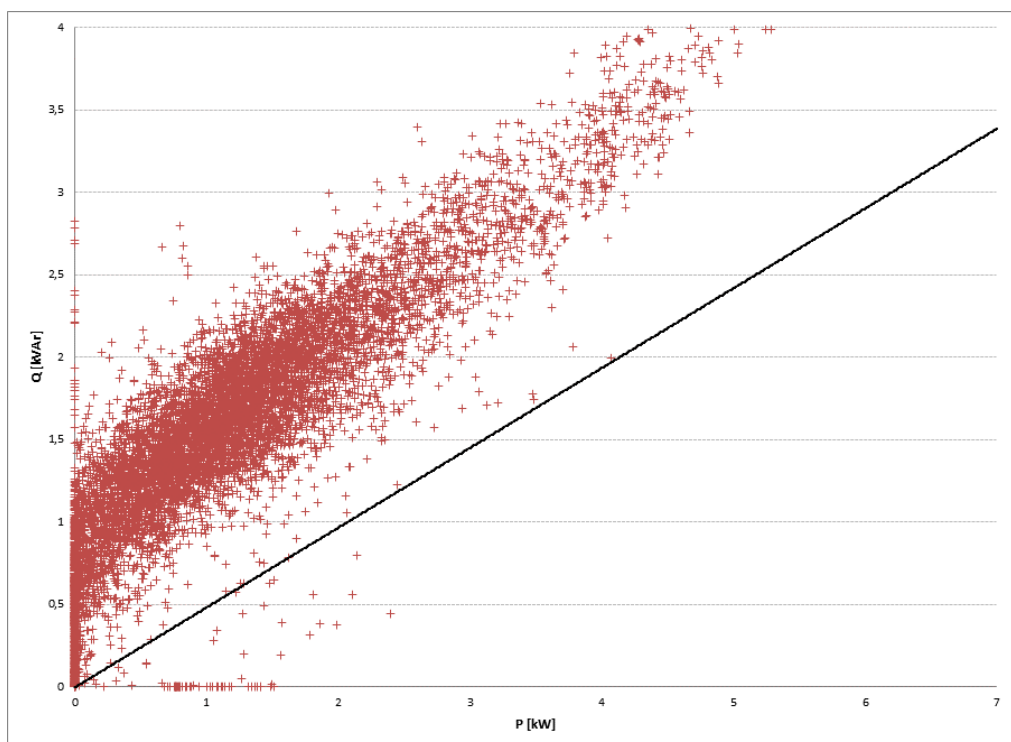
### 3.4 Fronteras de usuarios

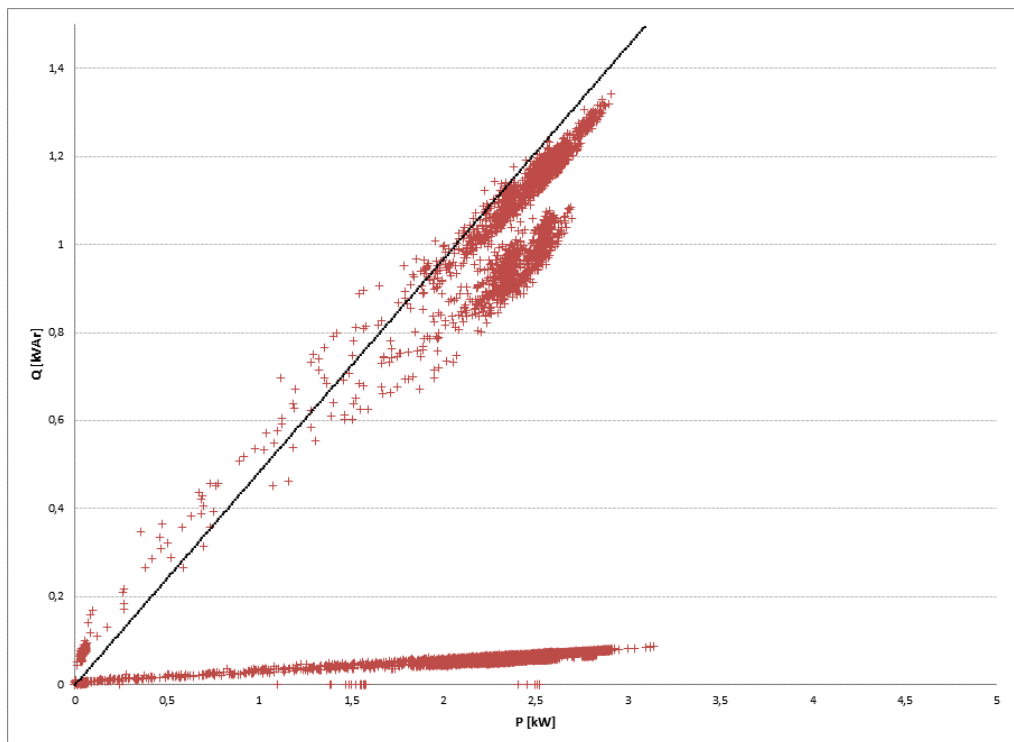
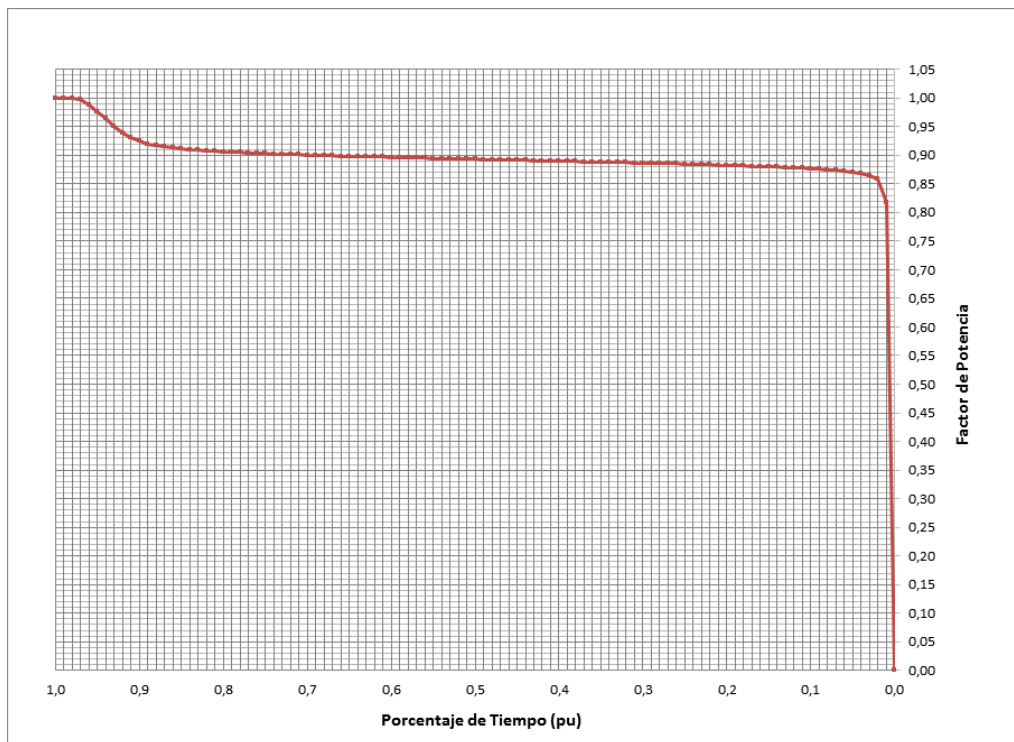
La consulta de registros de energía activa y reactiva se realizó para los usuarios con mayores consumos registrados para el año 2014 y que se encuentran conectados a los sistemas de transmisión regional y distribución local operados por CHEC. En 115 kV se incluyeron los clientes: Sidecaldas, Buencafé Liofilizado de Colombia, Papeles Nacionales S.A. y Planta Ecopetrol Guaduro. En 33 kV se involucraron: Ingenio Risaralda, Mineros Nacionales, Cartones y Papeles del Risaralda S.A. y Skinko Colombit S.A.

Tal y como se abordó la presentación de resultados para el caso de la fronteras de conexión al STN, para efectos comparativos se agrupan la presentación de resultados para cada cliente en agrupaciones por tipo de gráfico. Entre la **Figura 3-56** y la **Figura 3-71** se presentan los resultados gráficos para los clientes conectados a 115 kV.

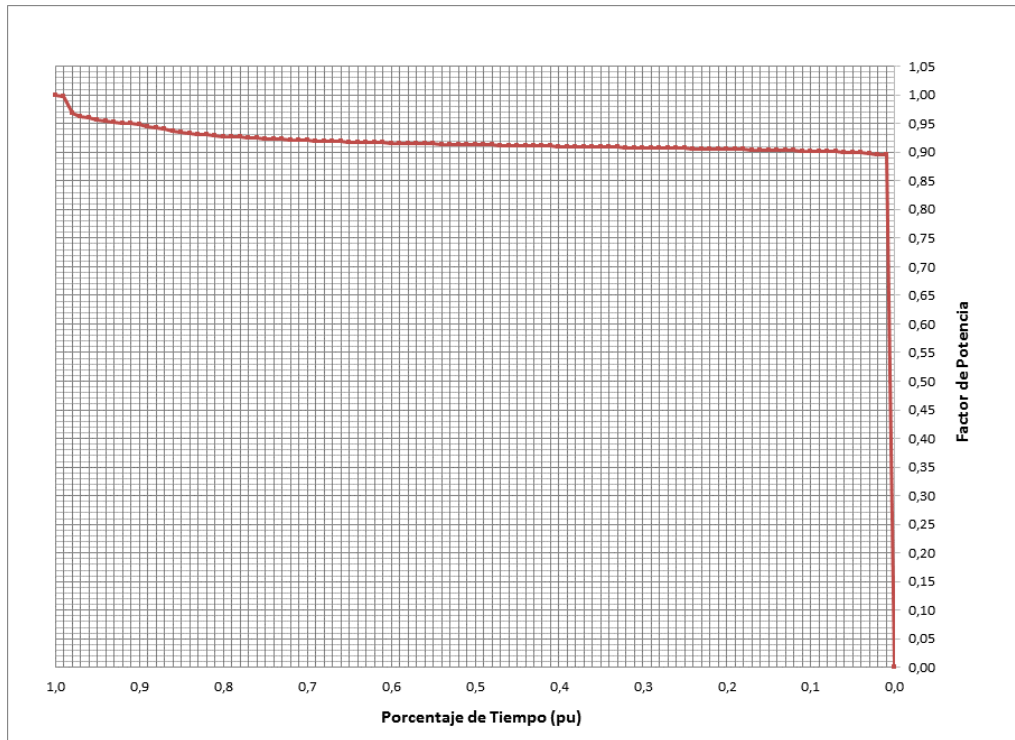
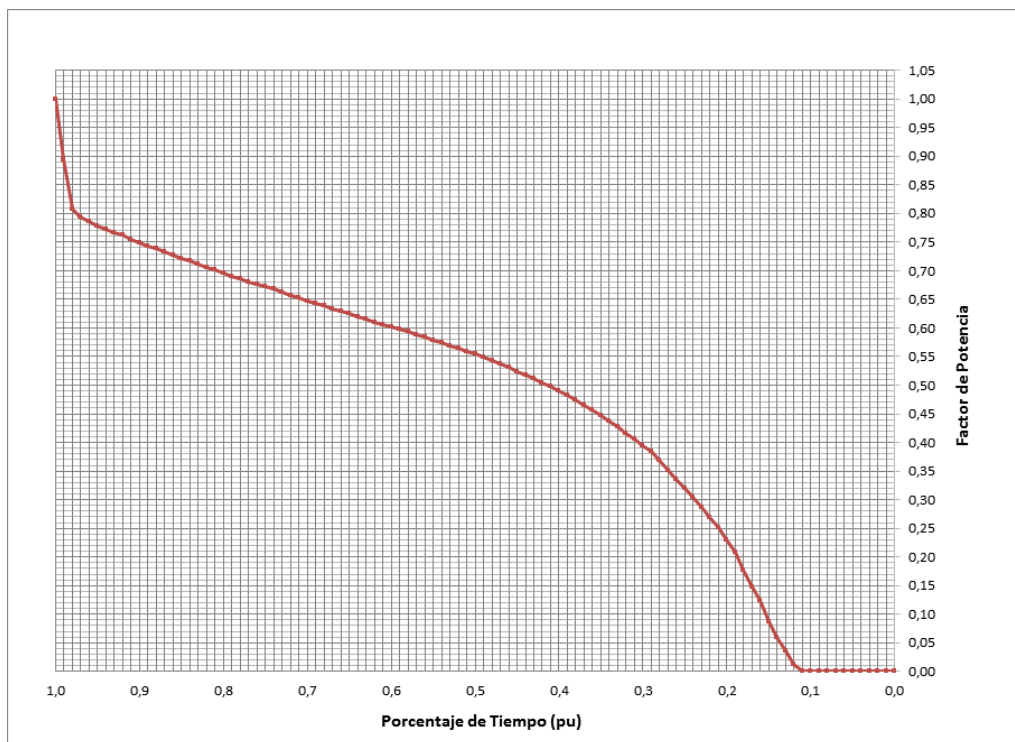
**Figura 3-56:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Sidecaldas.

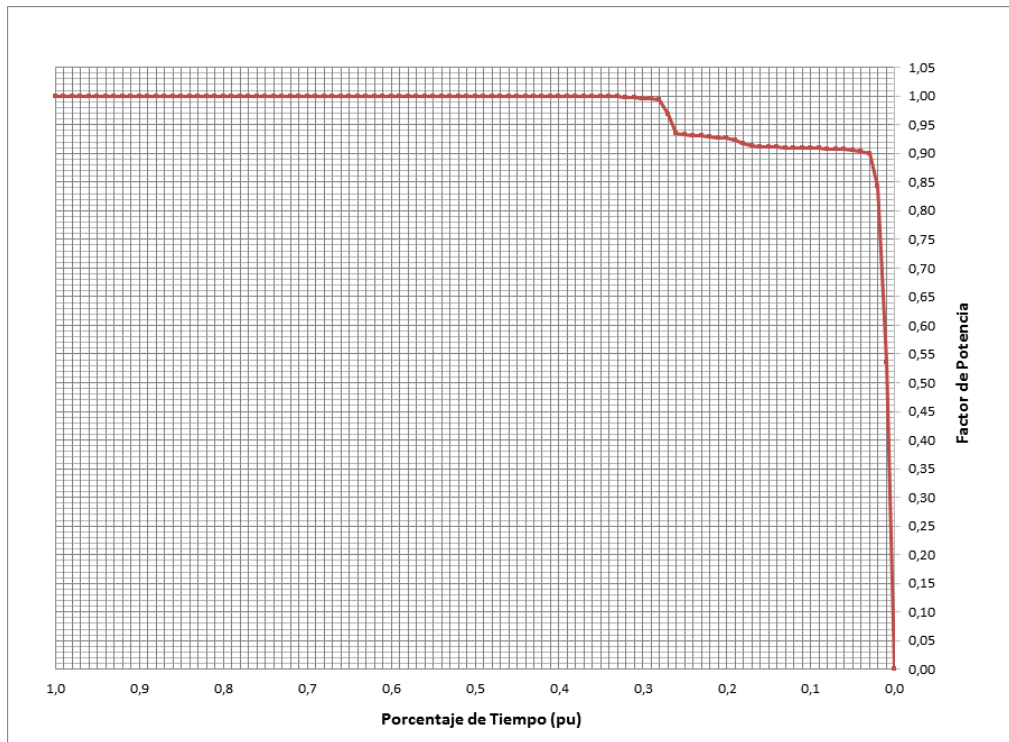
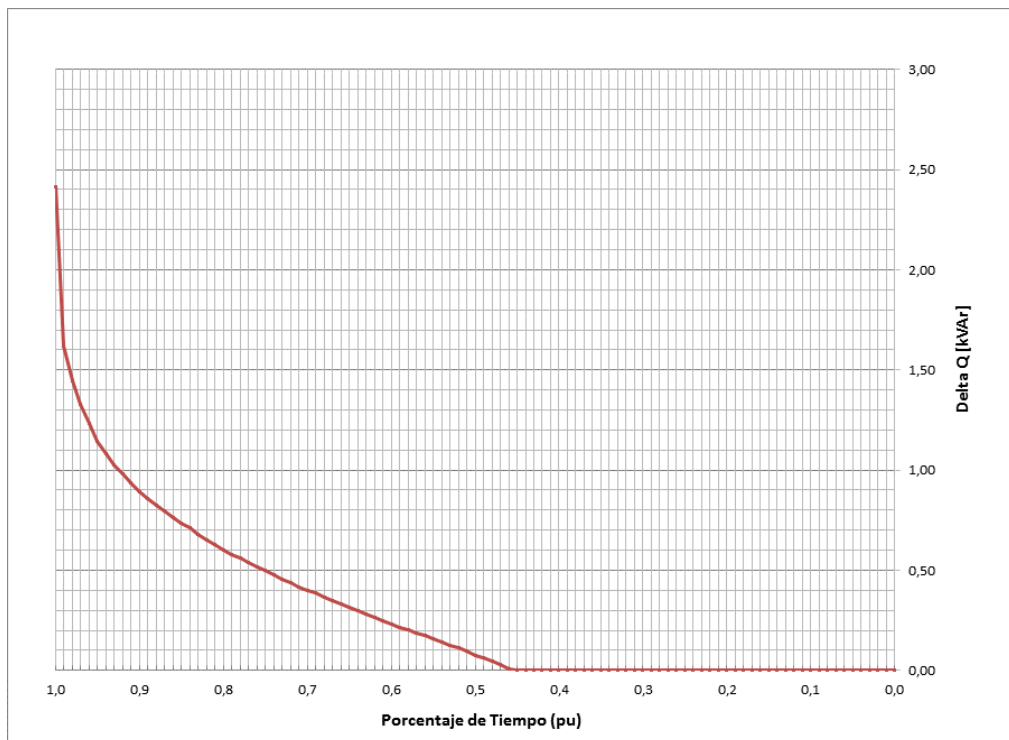


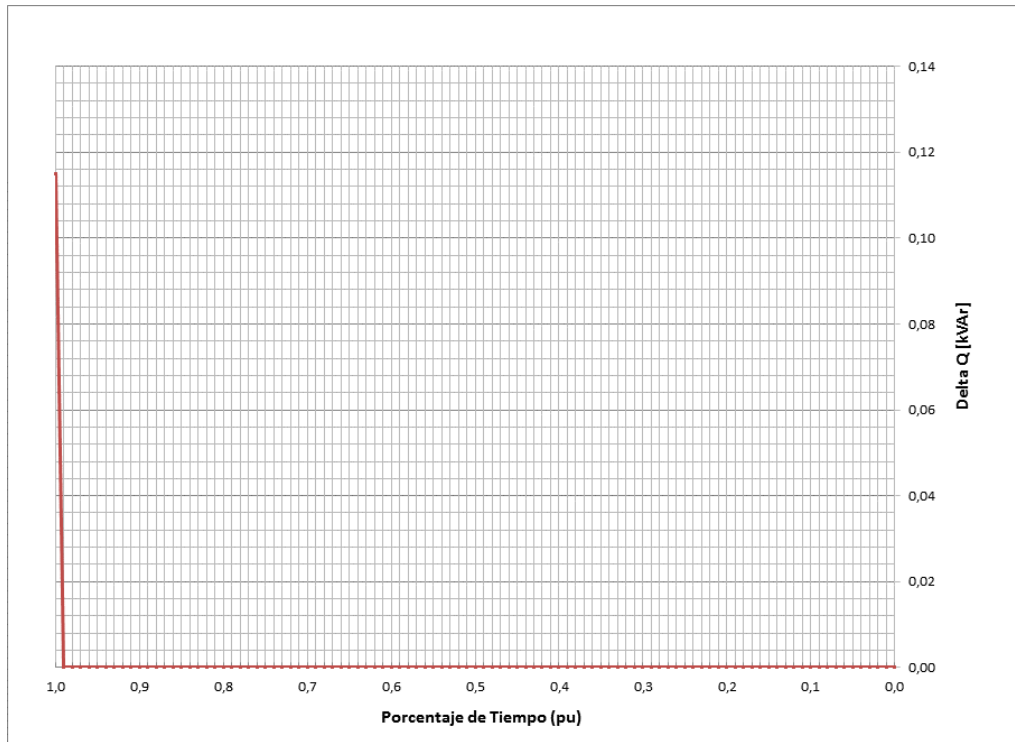
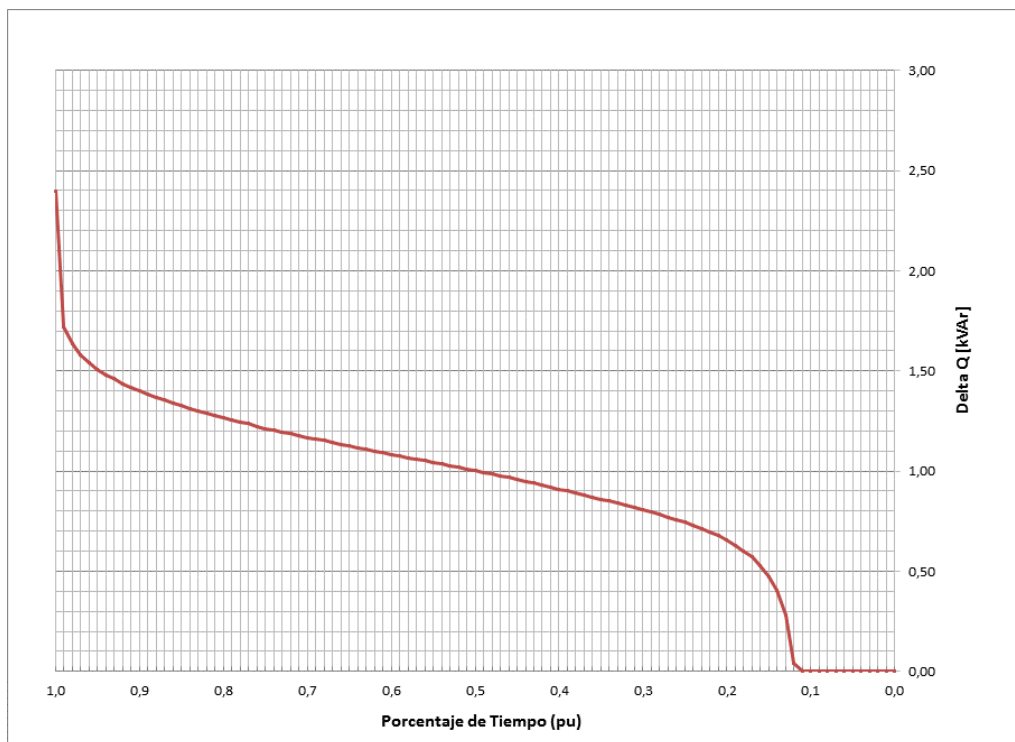
**Figura 3-57:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Buencafé.**Figura 3-58:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Papeles Nacionales.

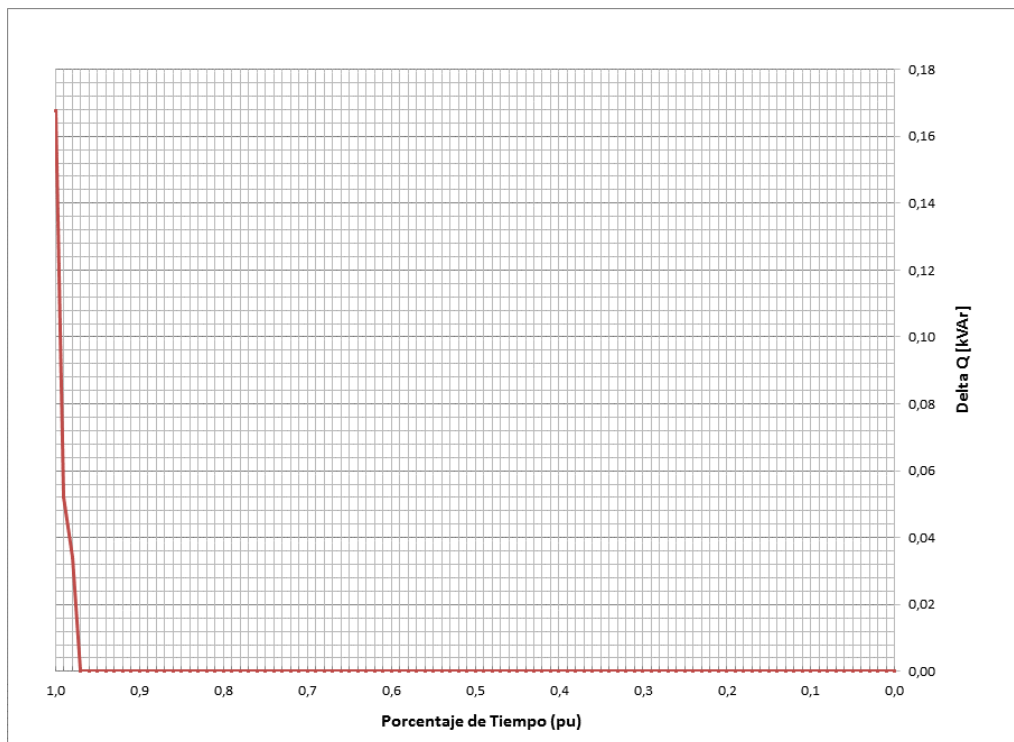
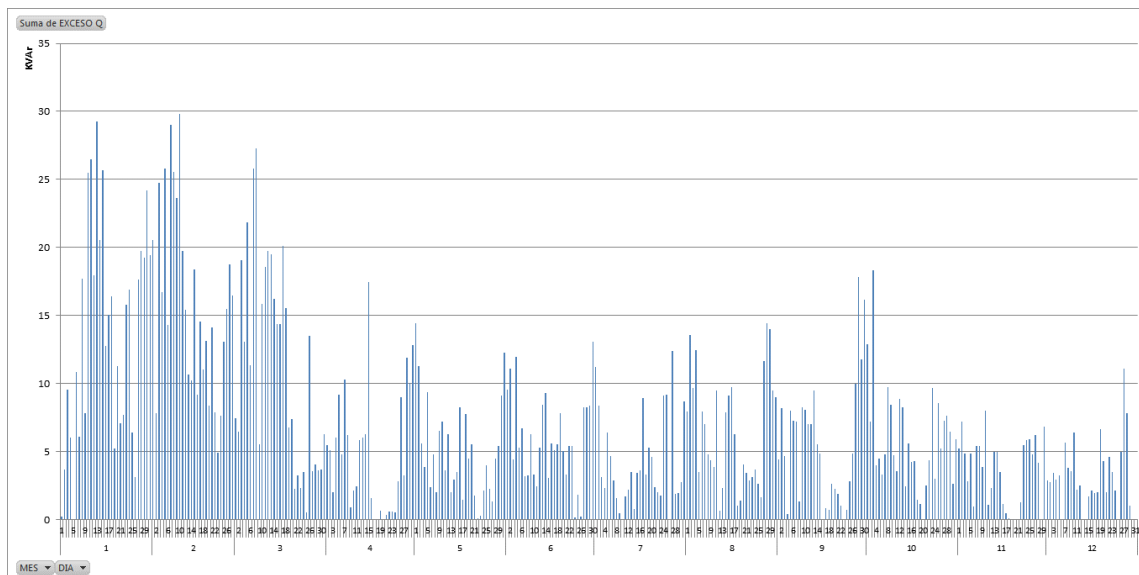
**Figura 3-59:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Ecopetrol Guaduro.**Figura 3-60:** Curva de duración factor de potencia Sidecaldas.

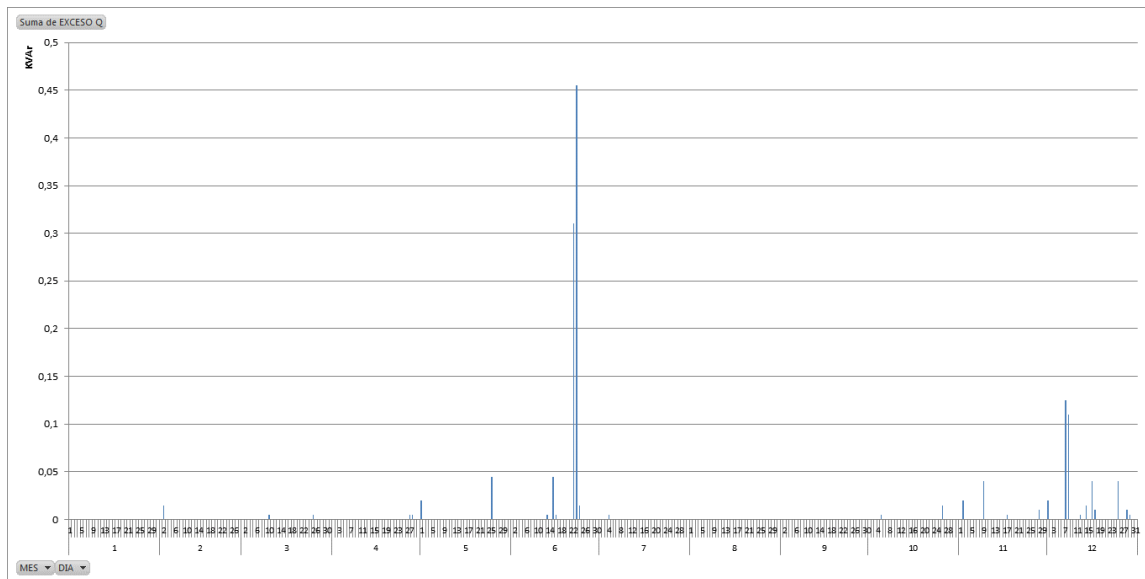
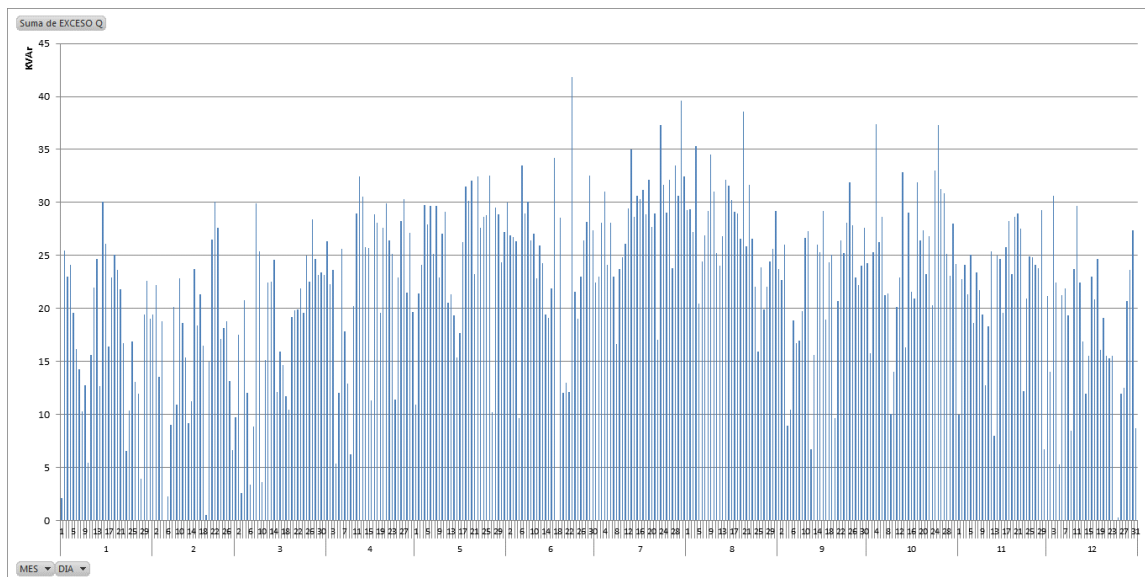


**Figura 3-61:** Curva de duración factor de potencia Buencafé.**Figura 3-62:** Curva de duración del factor de potencia Papeles Nacionales.

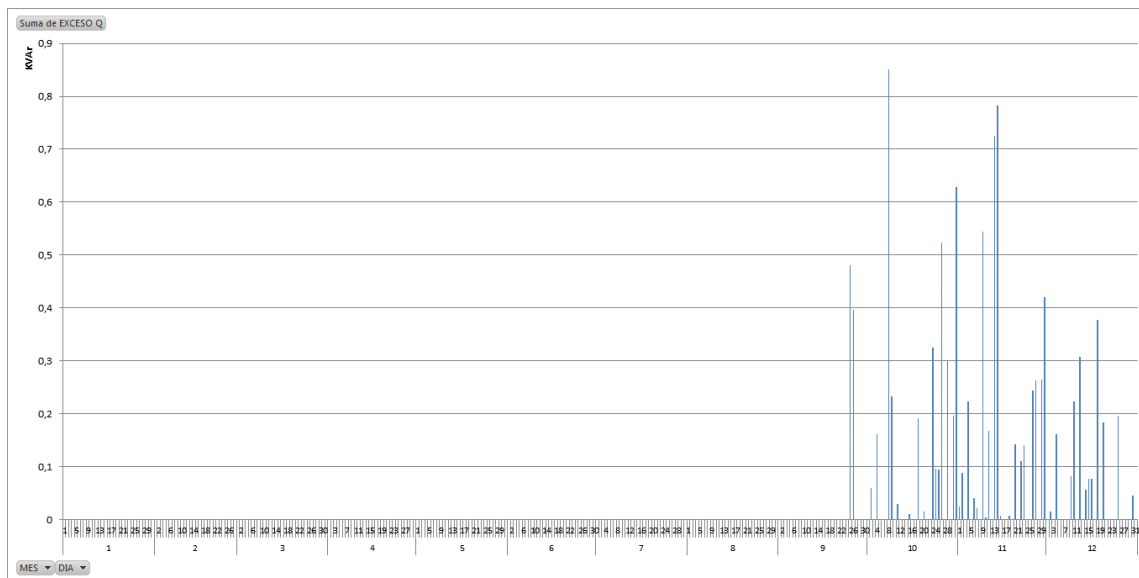
**Figura 3-63:** Curva de duración del factor de potencia Ecopetrol Guaduario.**Figura 3-64:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Sidecaldas.

**Figura 3-65:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Buencafé.**Figura 3-66:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Papeles Nacionales.

**Figura 3-67:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Ecopetrol Guaduro.**Figura 3-68:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Sidecaldas.

**Figura 3-69:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Buencafé.**Figura 3-70:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Papeles Nacionales.

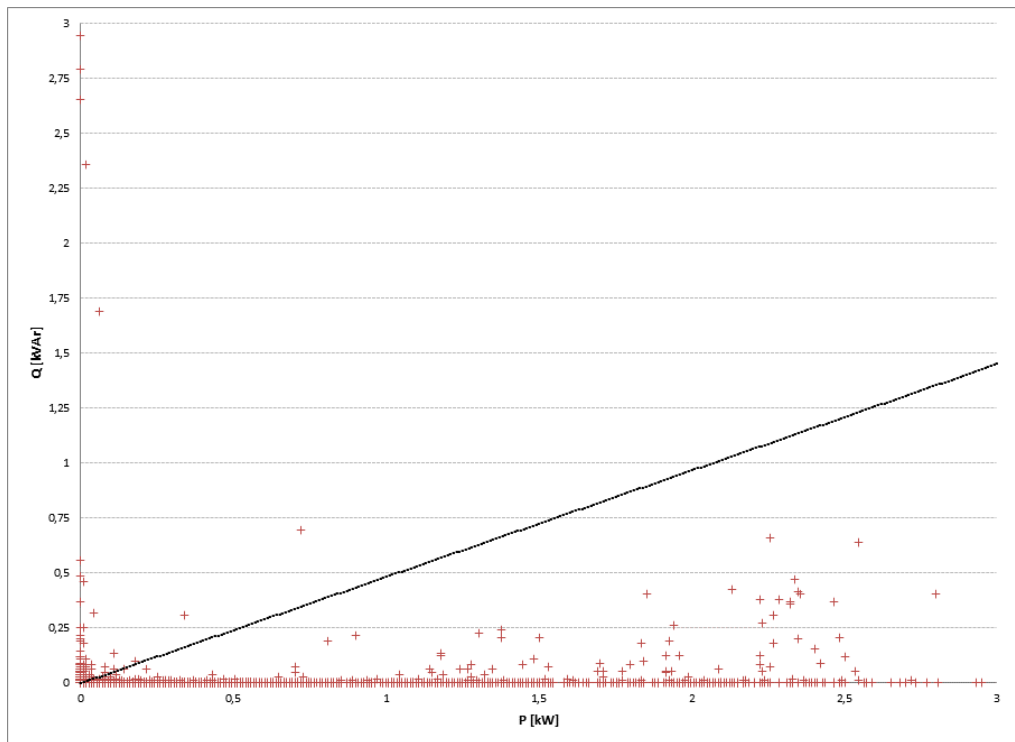
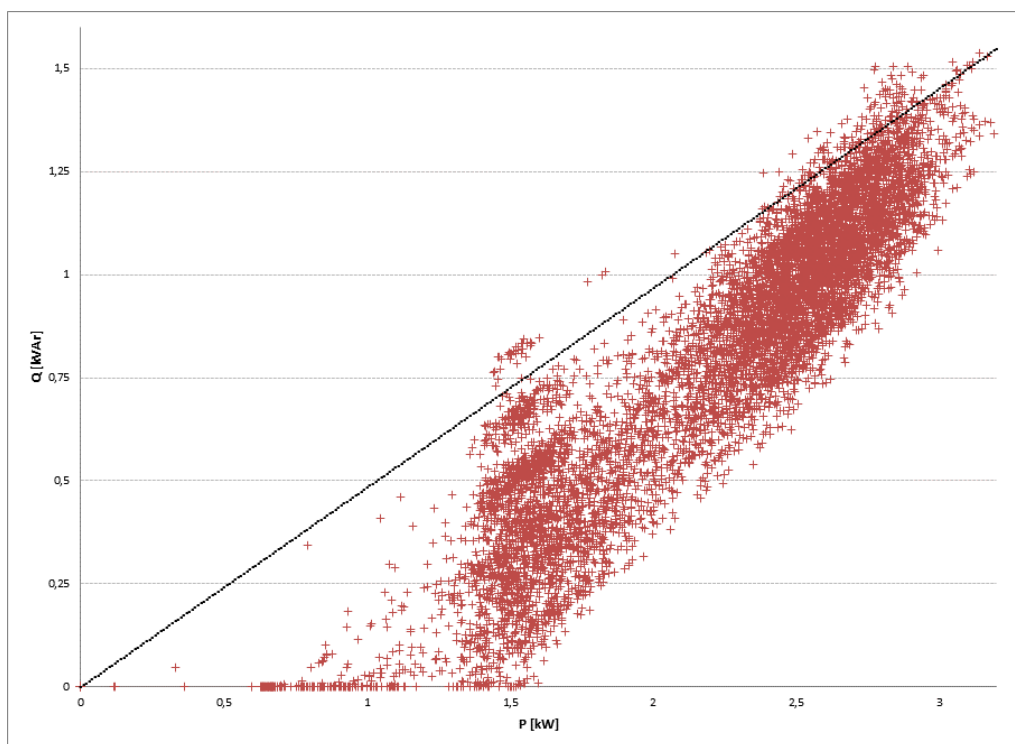
**Figura 3-71:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Ecopetrol Guaduro.

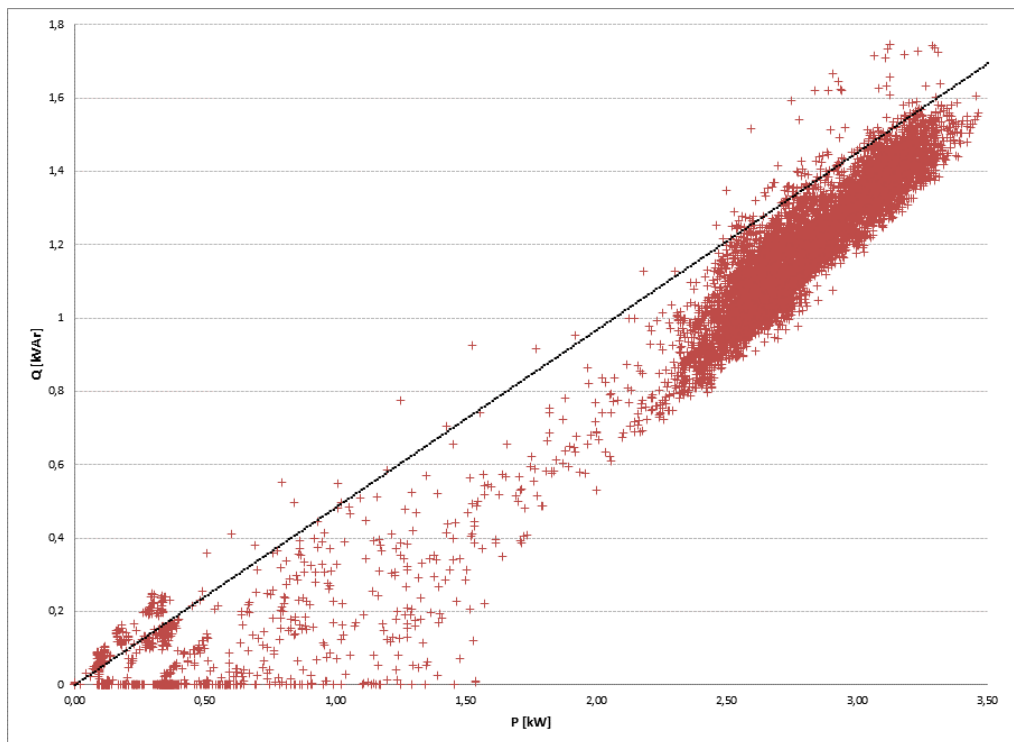
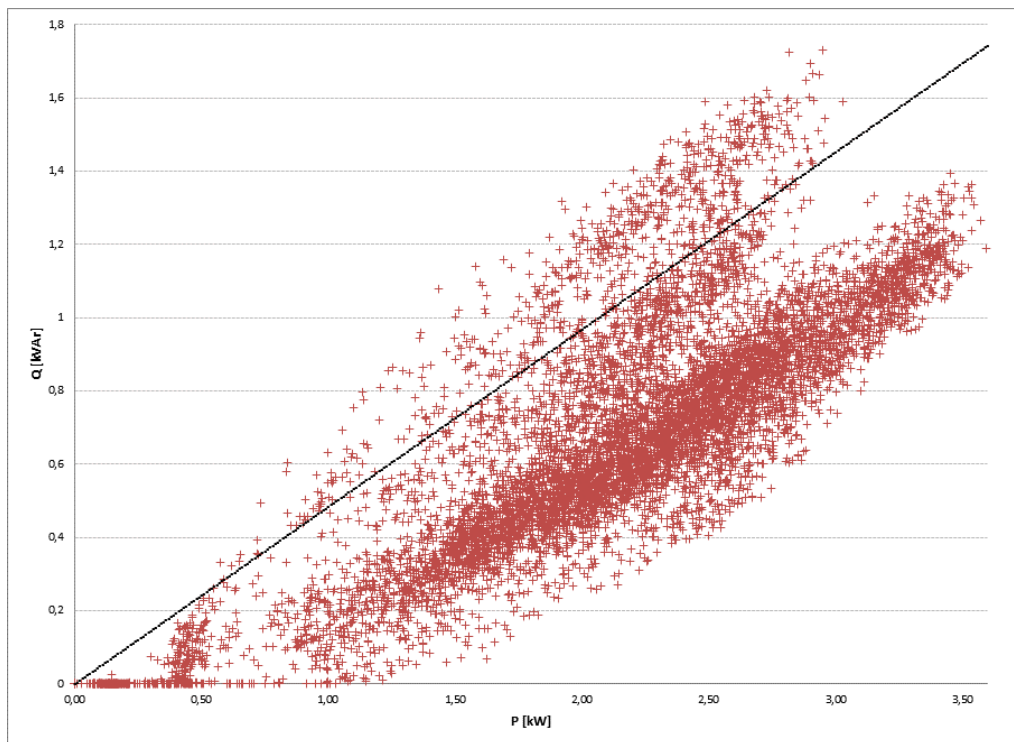


Para el subgrupo de fronteras conformado por los clientes conectados al sistema de subtransmisión a 115 kV, se identifican algunas consideraciones importantes por resaltar:

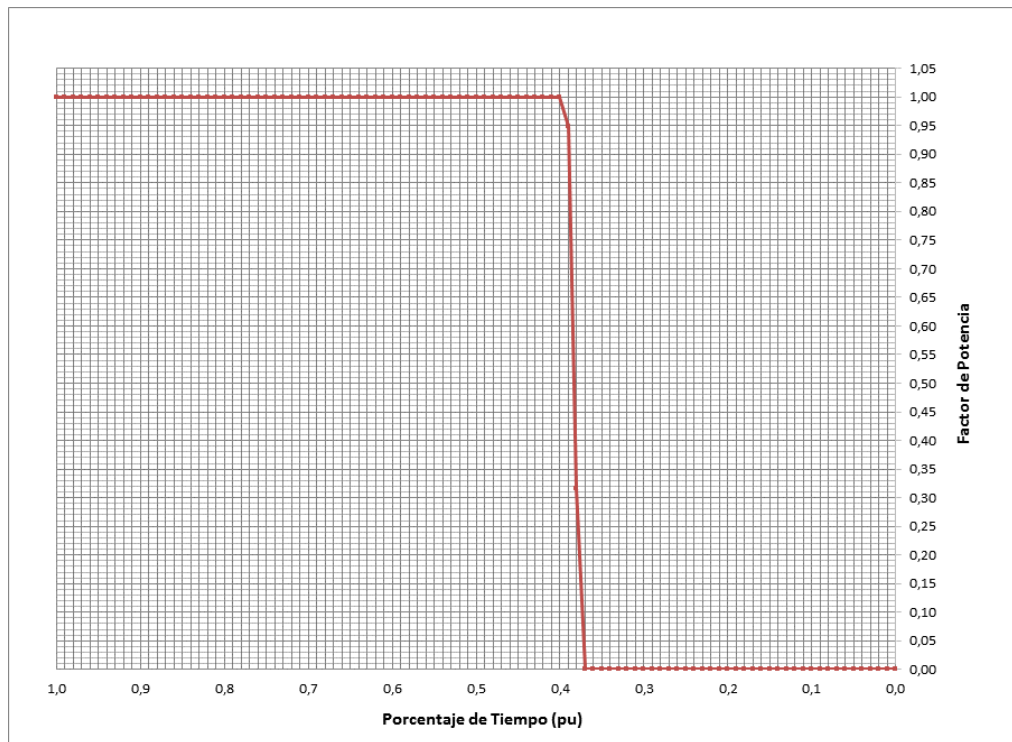
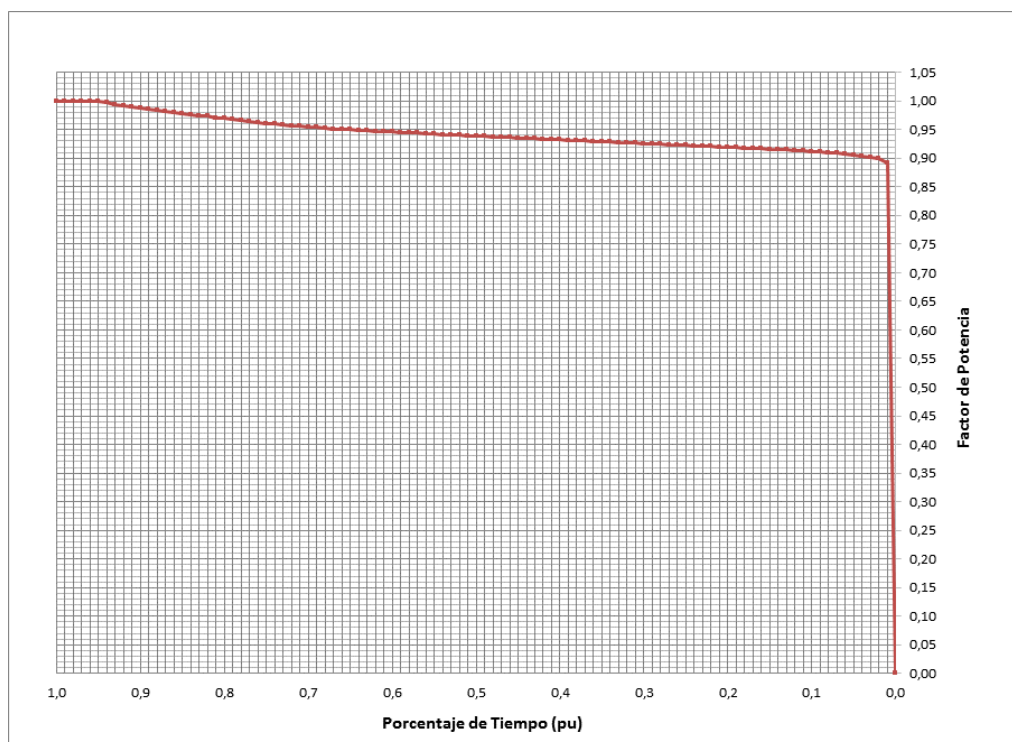
- En términos del transporte de energía en exceso, se identifican clientes buenos y malos. Sidecaldas y Papeles Nacionales presentan condiciones adversas: Papeles Nacionales S.A. sólo durante el 11% de las horas del año 2014 no presentó condiciones de excesos de reactivos, mientras que Sidecaldas ascendió al 45%. Por el contrario, los clientes Buencafé y Ecopetrol Guaduro presentan estupendas condiciones técnicas relacionadas con su factor de potencia, dado que durante el año 2014, ambos registraron energía reactiva en exceso sólo durante el 1% y el 3% del año 2014.

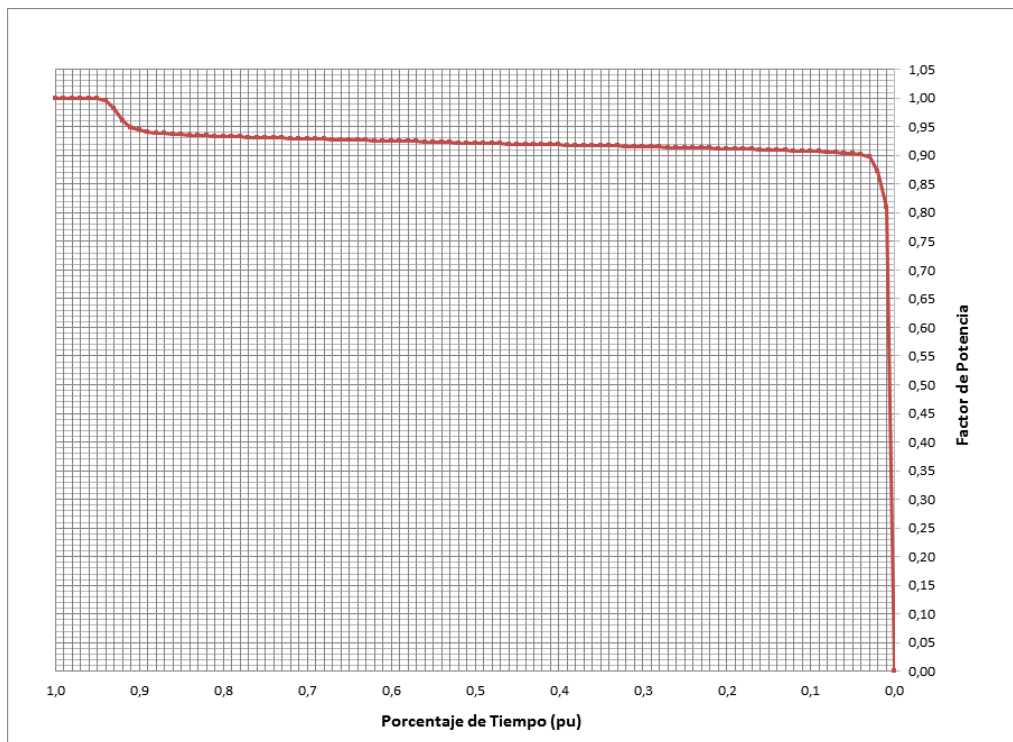
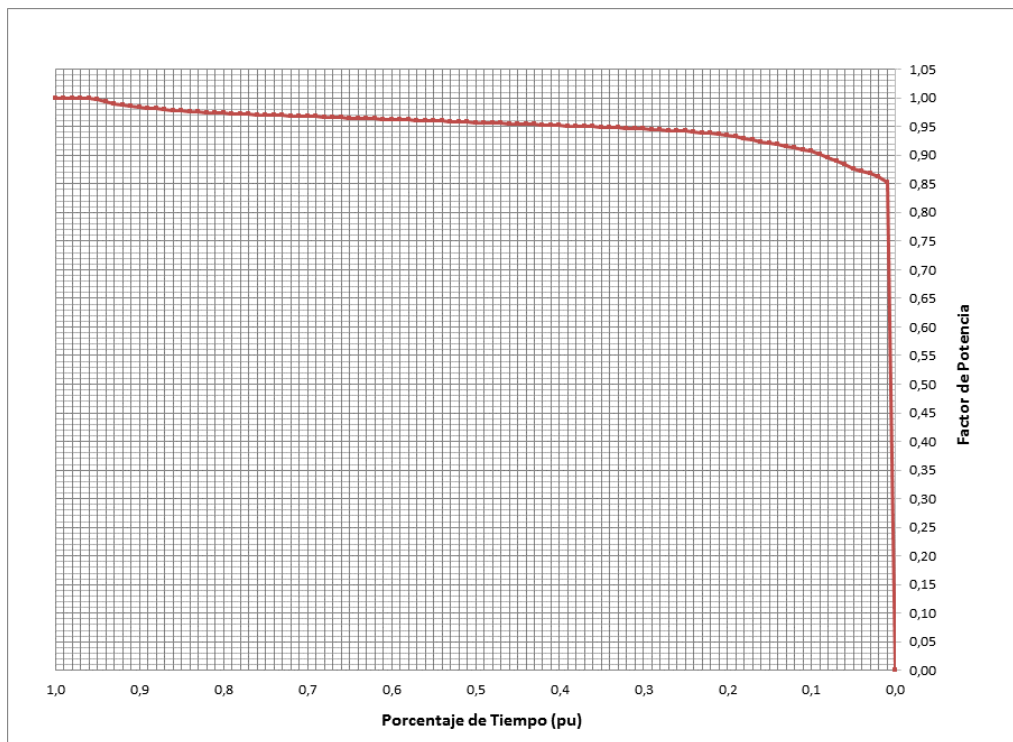
Para el subgrupo de clientes conectados a 33 kV, los resultados se presentan entre la Figura 3-72 a la Figura 3-87.

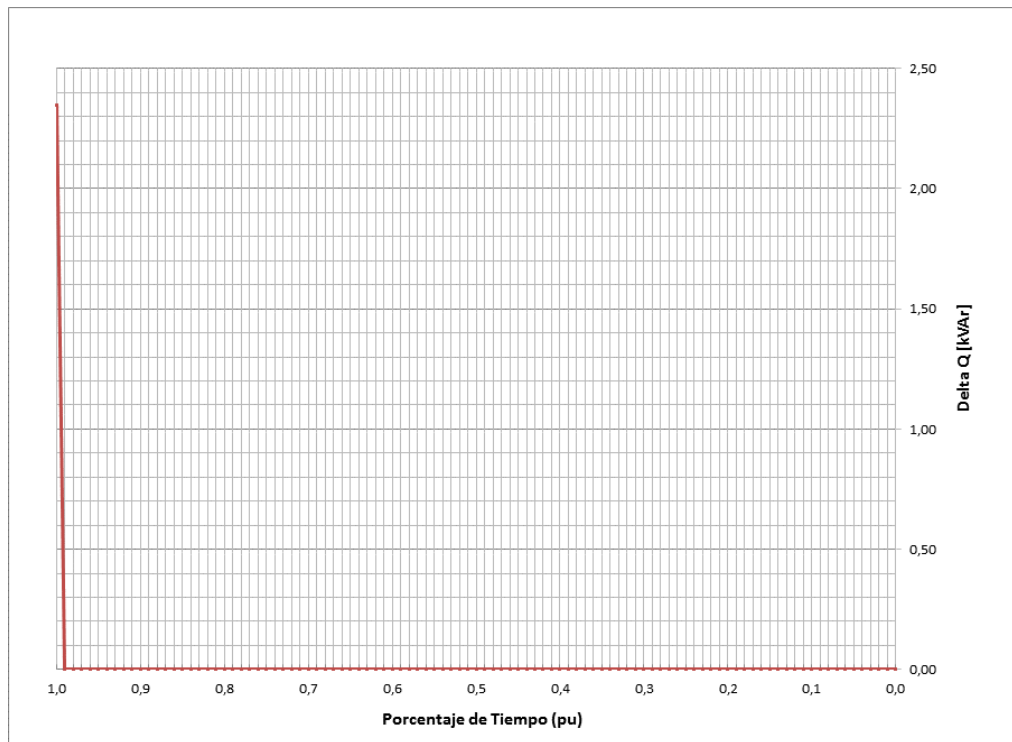
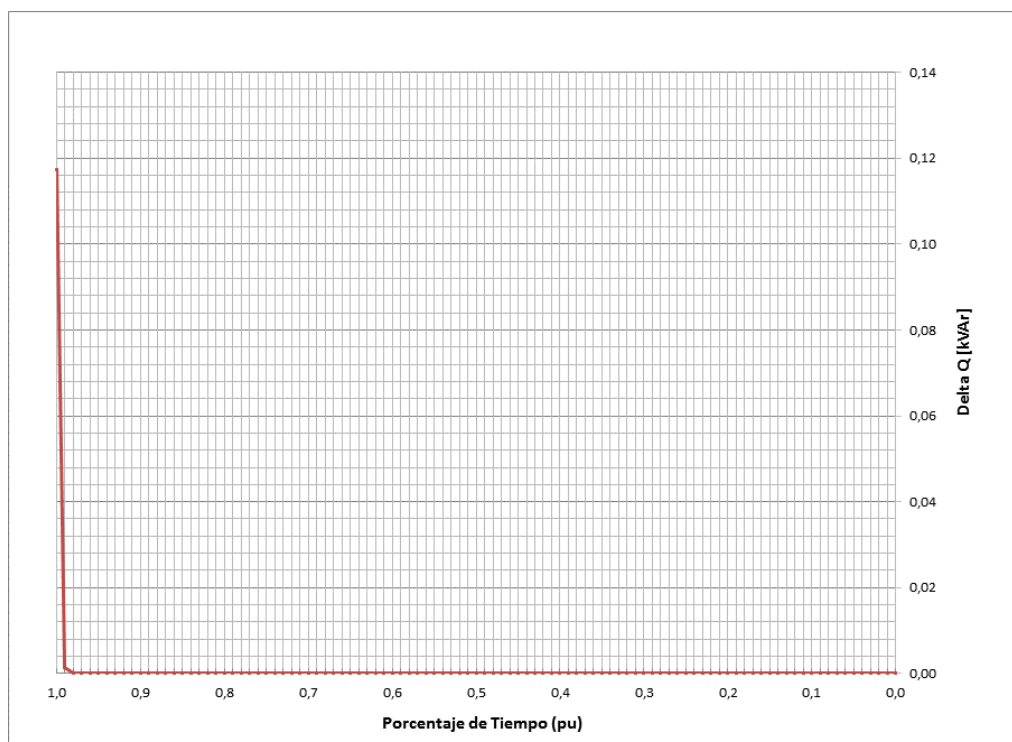
**Figura 3-72:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Ingenio Risaralda.**Figura 3-73:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Mineros Nacionales.

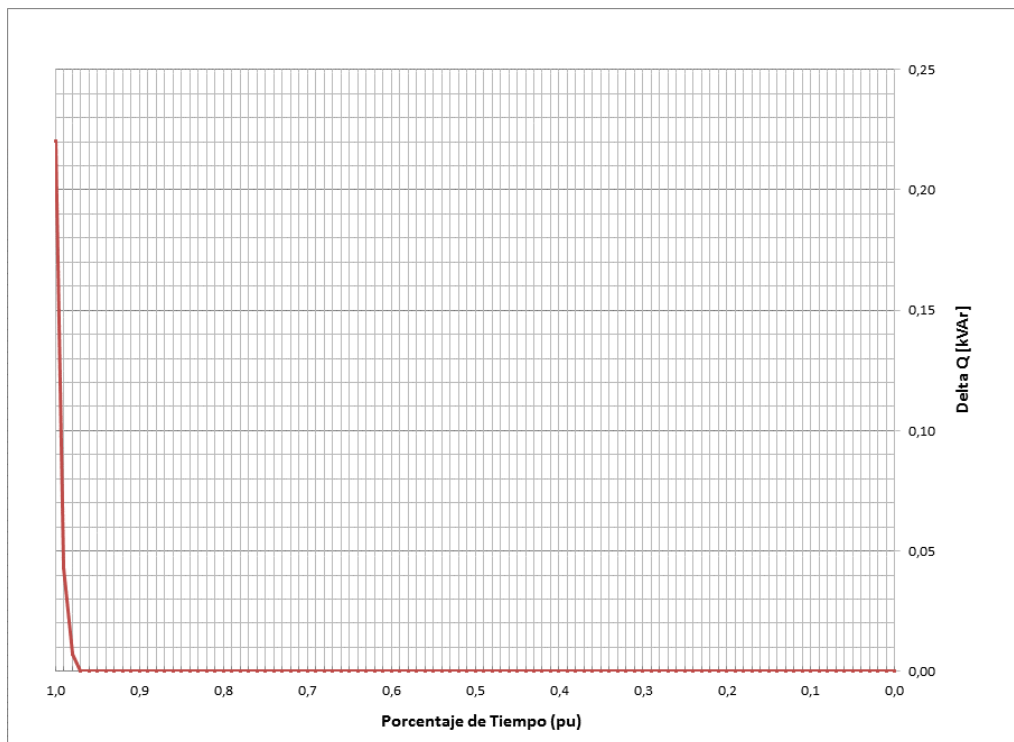
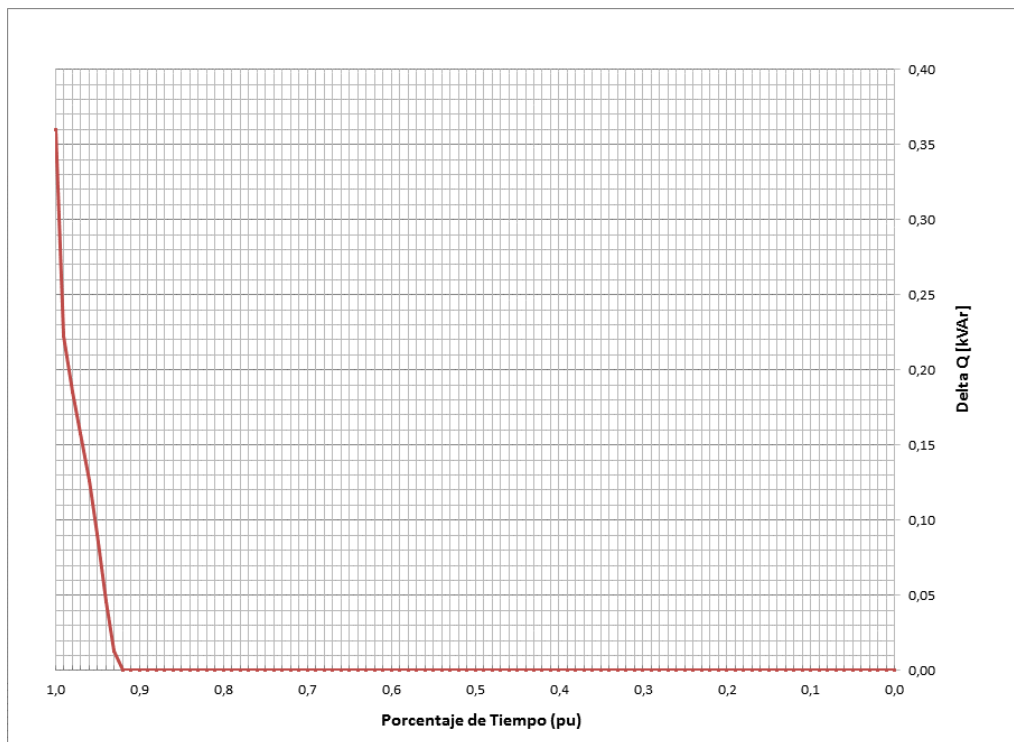
**Figura 3-74:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Cartones y Papeles.**Figura 3-75:** Diagrama de dispersión del factor de potencia Skinko Colombit.



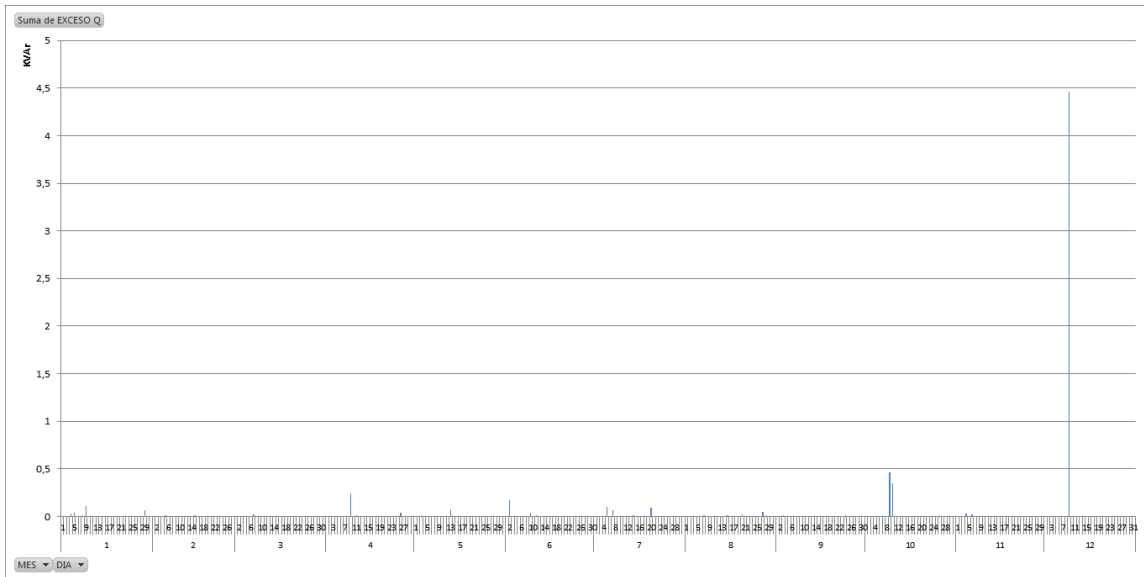
**Figura 3-76:** Curva de duración factor de potencia Ingenio Risaralda.**Figura 3-77:** Curva de duración factor de potencia Mineros Nacionales.

**Figura 3-78:** Curva de duración del factor de potencia Cartones y Papeles.**Figura 3-79:** Curva de duración del factor de potencia Skinko Colombit.

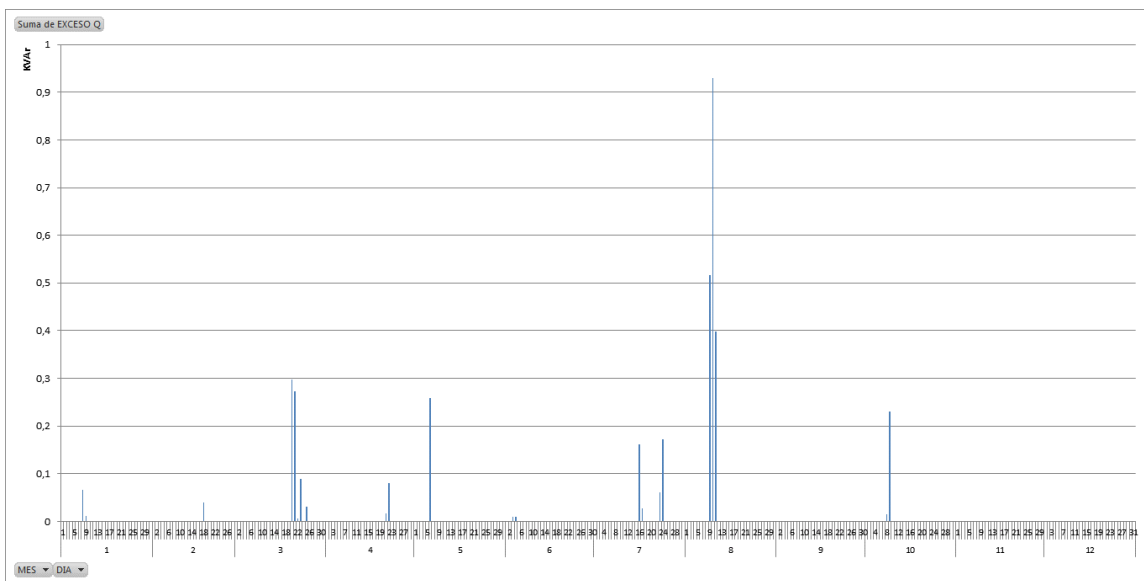
**Figura 3-80:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Ingenio Risaralda.**Figura 3-81:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Mineros Nacionales.

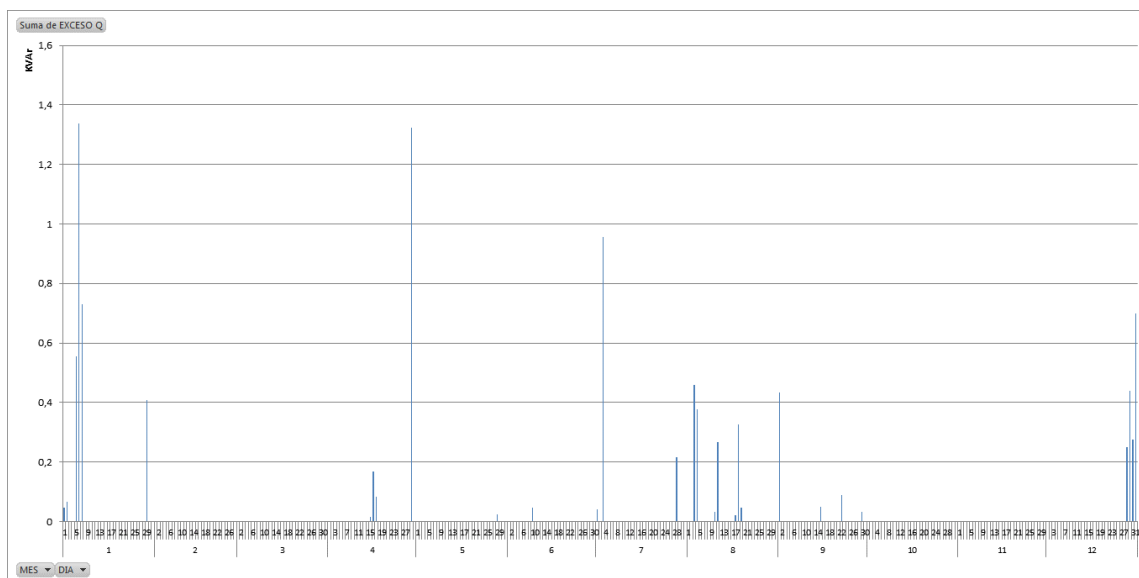
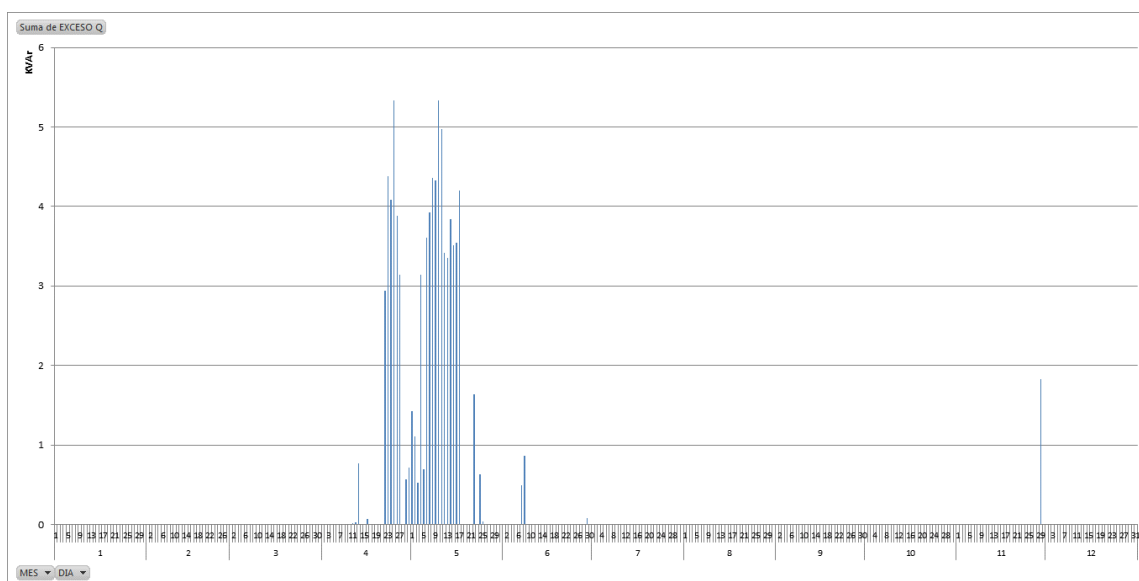
**Figura 3-82:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Cartones y Papeles.**Figura 3-83:** Curva de duración de la energía reactiva penalizada Skinko Colombit.

**Figura 3-84:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Ingenio Risaralda.



**Figura 3-85:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Mineros Nacionales.



**Figura 3-86:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Cartones y Papeles.**Figura 3-87:** Distribución temporal de la energía reactiva penalizada Skinko Colombit.

Para el subgrupo de fronteras conformado por clientes representativos conectados al SDL a 33 kV, se identifican buenas condiciones técnicas relativas al exceso de transporte de energía reactiva en los 4 clientes involucrados en el análisis. Para todos los clientes, sólo se identifican condiciones aisladas de penalización por excesos de manera puntual en diferentes momentos del año.

## 4. Propuesta de estrategias y soluciones

Los resultados obtenidos a través del diagnóstico de la problemática técnica y comercial derivada del tránsito y liquidación de consumos de energía reactiva en los sistemas de subtransmisión y distribución operados por CHEC, son abordados en el presente capítulo con el propósito de proponer estrategias y soluciones de tipo técnico y operativo que permitan mejorar las condiciones comerciales asociadas al transporte de energía reactiva en exceso a través del sistema eléctrico operado por CHEC.

### 4.1 Contexto evolutivo de mediano plazo del sistema eléctrico

Tomando en consideración las obras de expansión de infraestructura proyectadas para su incorporación al sistema eléctrico operado por CHEC en el horizonte 2015-2018, fueron determinados los escenarios de simulación descritos en la **Tabla 4-1**. Teniendo en cuenta su alta probabilidad de ejecución, el análisis de la operación del sistema eléctrico en el que se considera la operación de estos proyectos y de la evolución de la demanda, fue realizado mediante simulaciones que permitieron identificar los efectos de estas expansiones en el desempeño de sistema.

Como caso de referencia para el análisis de resultados, se utilizó un escenario operativo en el cual las posiciones de los cambiadores de tomas de todos los transformadores de potencia de la subárea CQR se encuentran en su posición nominal. Esto con el fin de reproducir los efectos más reales de cada condición operativa simulada.

**Tabla 4-1:** Escenarios de simulación asociados a las obras de expansión proyectadas en el área CQR.

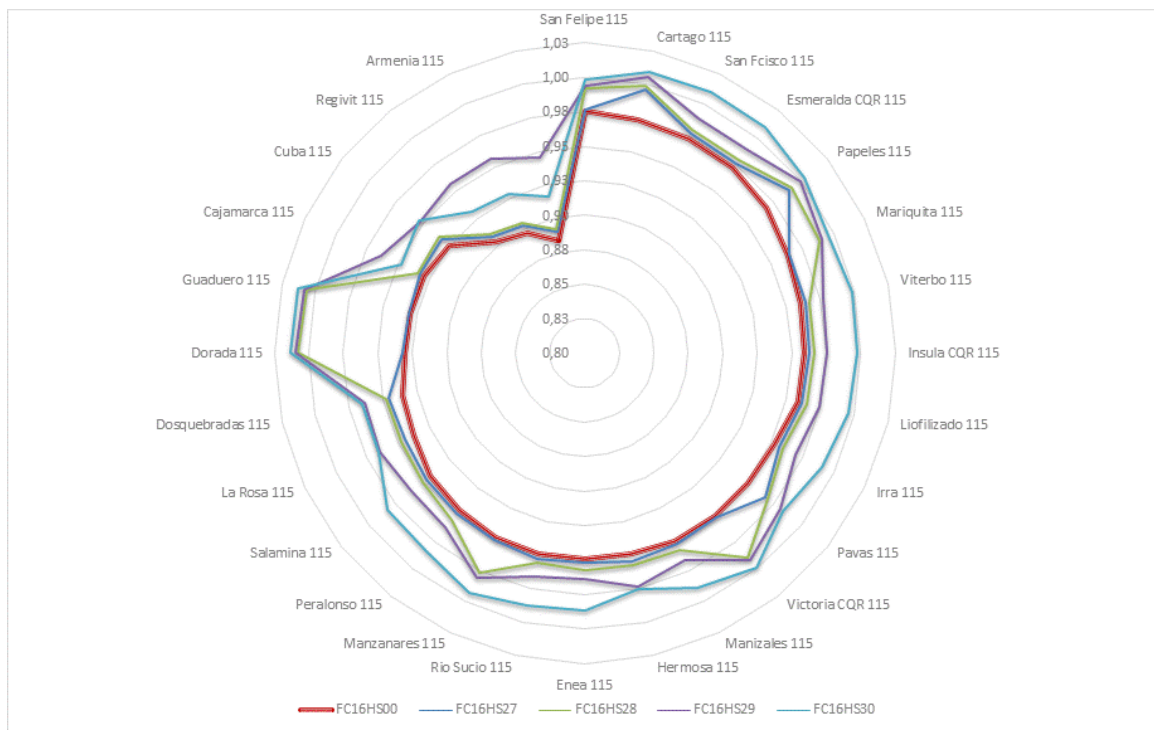
<b>Id</b>	<b>Escenario</b>	<b>Proyectos de Expansión</b>
1	FC16HS00	Ninguno
2	FC16HS27	Segundo TRF 230/115 kV 168 MVA Cartago
3	FC16HS28	Conexión al STN subestación Purnio
4	FC16HS29	Conexión al STN subestación Armenia
5	FC16HS30	Plan Expansión CHEC

Cabe resaltar que los proyectos de ampliación de conexión al STN en la subestación Cartago (escenario FC16HS27) y nueva conexión al STN en la subestación Purnio (escenario FC16HS28), fueron puestos en operación respectivamente en diciembre de 2014 y febrero de 2015. La nueva conexión al STN en la subestación Armenia (FC16HS29) tiene fecha prevista de puesta en operación para agosto de 2015 y el grupo de proyectos derivados del actual plan de expansión de CHEC que se encuentra próximo a ser aprobado por la UPME, está previsto para entrar en operación en diciembre de 2018.

La Figura 4-1 presenta el comportamiento de la magnitud de la tensión en las barras del STR operado por CHEC para cada uno de los escenarios de simulación descritos. A partir del escenario de referencia (FC16HS00), puede identificarse un mejoramiento progresivo de las tensiones a medida que entran en operación los nuevos proyectos de infraestructura del sistema. La mejor condición corresponde al estado operativo que adquiere el sistema una vez se incorporan todos los nuevos proyectos de expansión.



**Figura 4-1:** Tensiones en subestaciones del STR del área CQR en función de la entrada de obras de expansión.



La Figura 4-2 permite identificar los efectos de la puesta en operación de las obras de expansión sobre la cargabilidad y el factor de potencia de los transformadores de conexión al STN del área CQR. Claramente se observa la reducción progresiva de los niveles de cargabilidad de los equipos instalados en la subestación La Esmeralda, mientras que el factor de potencia se deteriora en la medida en que se desarrolla la expansión proyectada en el sistema. No obstante, en los transformadores instalados en la subestación La Enea, el factor de potencia presenta una mejoría notoria una vez se desarrolle todo el conjunto de obras proyectadas, mientras que en subestaciones como La Hermosa y Cartago, el efecto es poco apreciable bajo el escenario de desarrollo completo de las obras.

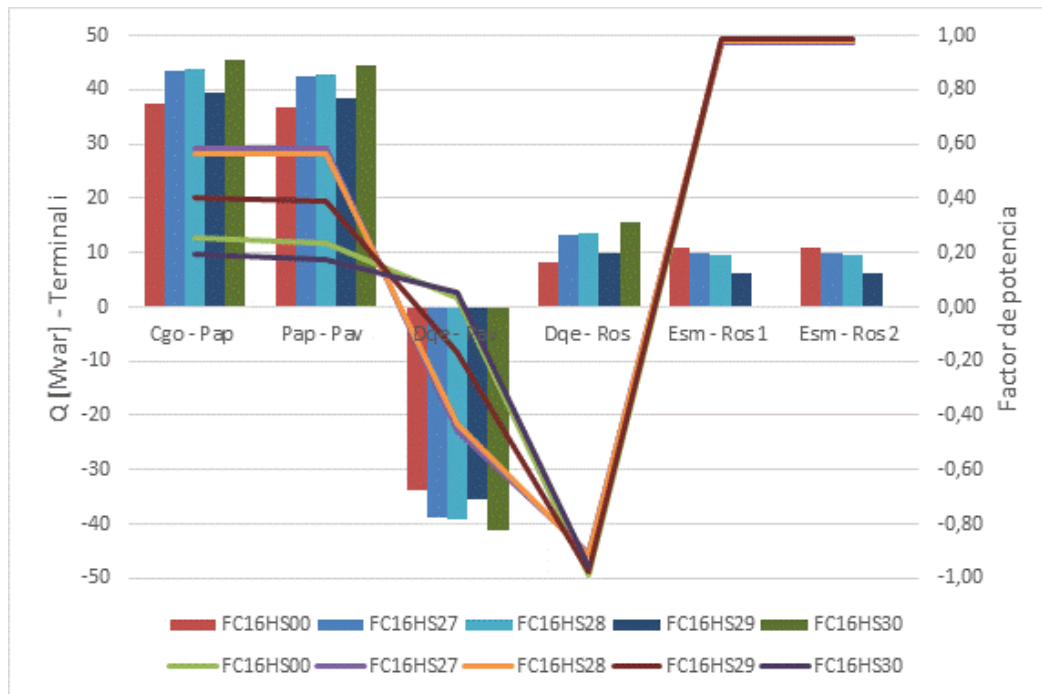
**Figura 4-2:** Cargabilidad y factor de potencia de transformadores de conexión al STN en función de la entrada de obras de expansión.



En el caso de las líneas del STR, los resultados se presentan en gráficas independientes para tres grupos de líneas que conforman los corredores de subtransmisión asociados a las fronteras de interconexión en las subestaciones Cartago, Victoria y Regivit.

La Figura 4-3 presenta el comportamiento de la cargabilidad y el factor de potencia de las líneas del STR que conforman el corredor Cartago-Pavas-Dosquebradas-Rosa en considerando la puesta en operación de las obras de expansión del sistema. La Figura 4-4 presenta similares resultados para las líneas que conforman los corredores asociados a la frontera Victoria 115 kV y la Figura 4-5 para los corredores asociados a la frontera Regivit 115 kV.

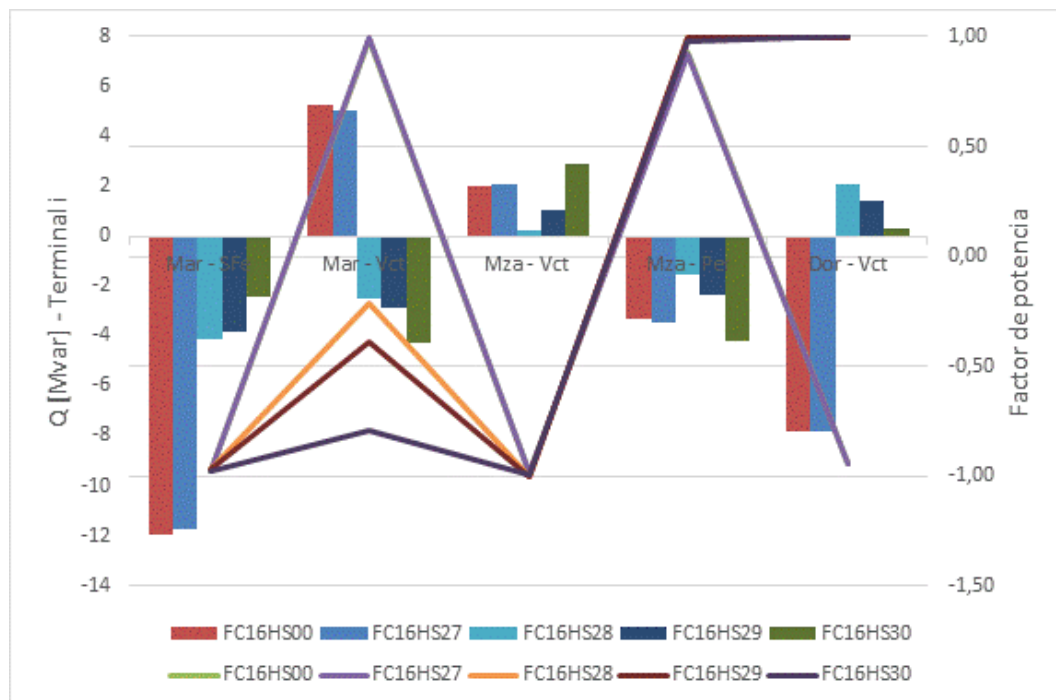
**Figura 4-3:** Cargabilidad y factor de potencia de líneas del STR en función de la entrada de obras de expansión (corredor asociado a la frontera Cartago 115 kV).



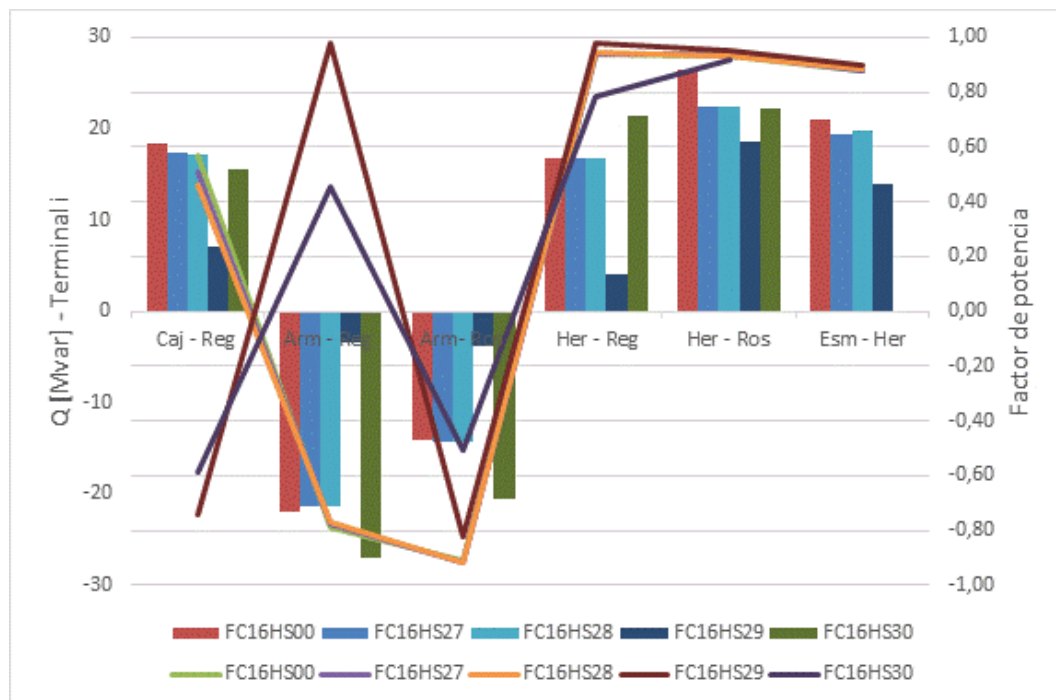
Para el caso de la frontera de interconexión Cartago 115 kV, las simulaciones ratifican los bajos factores de potencia que presentan en los enlaces que se conectan a las subestaciones Cartago, Pavas y Dosquebradas y que conforman el corredor del flujo de interconexión entre los sistemas eléctricos. Es destacable que de forma individual, los proyectos de expansión en las subestaciones Cartago, Purnio y Armenia, representan mejoría en el factor de potencia natural de las líneas, mientras que la agrupación de todas las obras de expansión proyectadas, deteriora el factor de potencia del escenario de referencia en las simulaciones.

Una situación particular se identifica en la línea Victoria-Mariquita 115 kV, en la cual en el escenario de referencia el factor de potencia es muy cercano a la unidad. Sin embargo, con la entrada en operación del proyecto Purnio, se presenta un deterioro del factor de potencia (0,21), unido al cambio de dirección de los flujos de potencia. No obstante, las obras de expansión adicionales proyectadas en el sistema, mejoran las condiciones técnicas de las transferencias de potencia de la interconexión, aunque sin alcanzar los altos niveles del factor de potencia actual.

**Figura 4-4:** Cargabilidad y factor de potencia de líneas del STR en función de la entrada de obras de expansión (corredor asociado a la frontera Victoria 115 kV).



**Figura 4-5:** Cargabilidad y factor de potencia de líneas del STR en función de la entrada de obras de expansión (corredor asociado a la frontera Regivit 115 kV).



Para el caso del enlace Regivit-Cajamarca, se observa que el factor de potencia del escenario de referencia se mantiene una vez se desarrollan todas las obras de expansión proyectadas (0,59), pero con la particularidad de cambio en la dirección de los flujos de potencia.

## 4.2 Caracterización de la problemática

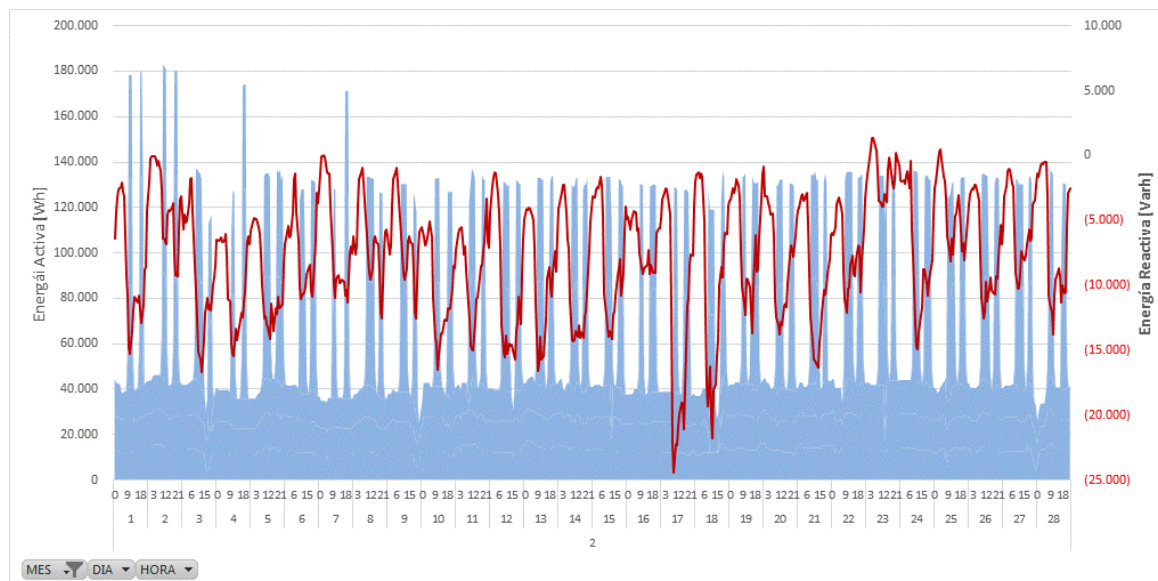
El análisis integrado de los flujos de energía activa y reactiva en el sistema eléctrico fue abordado a través de la agrupación de diferentes tipos de fronteras comerciales, permitiendo caracterizar integralmente la problemática, al incorporar al diagnóstico análisis interrelacionados de las fronteras intercambio comercial del sistema en los niveles de tensión 4 y 3, considerando las conexiones al STN y las interconexiones con otros operadores de red en los niveles de tensión 4 y 3, además de elementos del sistema como los generadores y las cargas. Bajo esta perspectiva, fue posible obtener elementos que permiten describir el comportamiento técnico del tránsito de energía reactiva en el sistema, en el marco del contexto comercial que se deriva de la penalización del transporte en exceso de la energía reactiva en el sistema.

El tránsito de los flujos de potencia y energía reactiva a través de las fronteras de interconexión del STR con otros operadores de red, posee características específicas que determinan su comportamiento:

- Bidireccionalidad: los flujos de energía pueden circular en cualquier sentido (importación o exportación), dependiendo de la condición operativa de cada subsistema interconectado y de la interrelación de variables eléctricas (tales como la magnitud de la tensión) que determinan su direccionalidad.
- Volatilidad: la magnitud y dirección de los flujos de energía y potencia es altamente dependiente de las condiciones operativas de cada subsistema interconectado, las cuales determinan el comportamiento de variables eléctricas que dinamizan su comportamiento para cada periodo horario.

La Figura 4-6 permite identificar la confluencia de las dos características previamente descritas en el comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera de intercambio comercial que se configura en la subestación Cartago 115 kV y que representa el tránsito a través de la línea Cartago-Papeles-Pavas 115 kV. Bajo similar perspectiva, la Figura 4-7 describe el comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la línea Victoria-Mariquita 115 kV y la Figura 4-8 para la línea Regivit-Cajamarca-Brisas 115 kV. Para las tres fronteras, las figuras presentan los resultados para febrero de 2014, por periodo horario y por día. La variable eléctrica que se representa en cada figura por el área de color azul corresponde a la generación de potencia activa de los recursos internos del área CQR. Para el caso particular de la frontera Victoria 115 kV, la serie de generación incluye la planta Termodorada (color azul más oscuro), debido a su cercanía geográfica.

**Figura 4-6:** Comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera Cartago 115 kV.

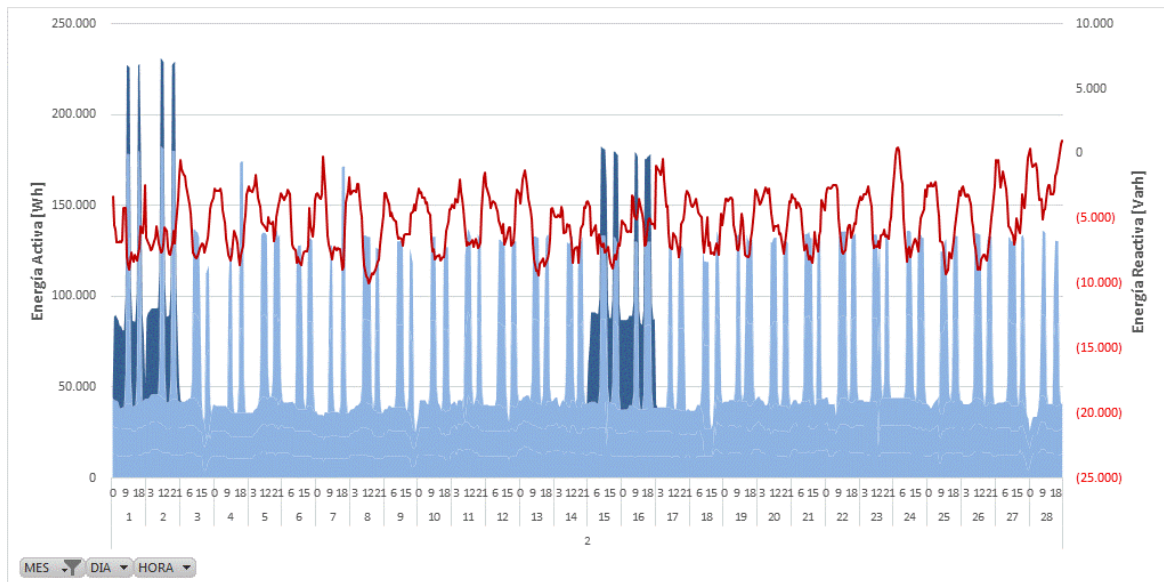


Puede observarse que la magnitud y dirección del flujo de energía reactiva en cada frontera, posee características propias que tal como se indicó previamente, son determinadas por las características de otras variables eléctricas del sistema, en especial la magnitud de la tensión. No obstante, gráficamente es posible identificar claramente que existe una relación directa entre el despacho de recursos de generación dentro del

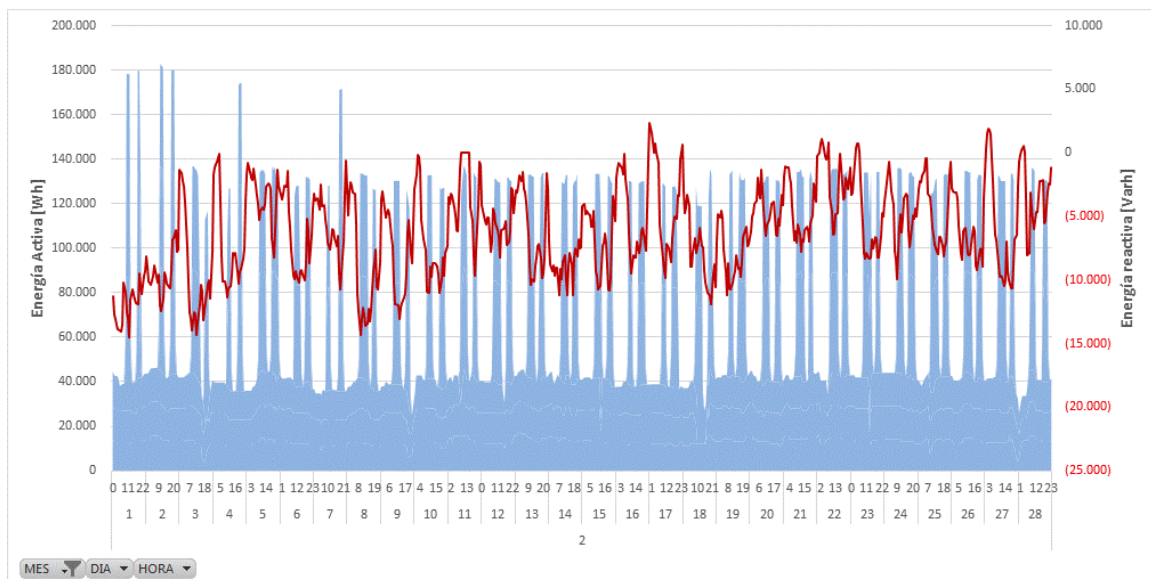


área y el flujo de reactivos a través de las fronteras de interconexión del STR con otros operadores de red.

**Figura 4-7:** Comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera Victoria 115 kV.



**Figura 4-8:** Comportamiento del flujo de energía reactiva a través de la frontera Regivit 115 kV.



Las comparaciones gráficas del flujo de energía reactiva en cada frontera y la generación interna del área, permiten identificar las siguientes consideraciones:

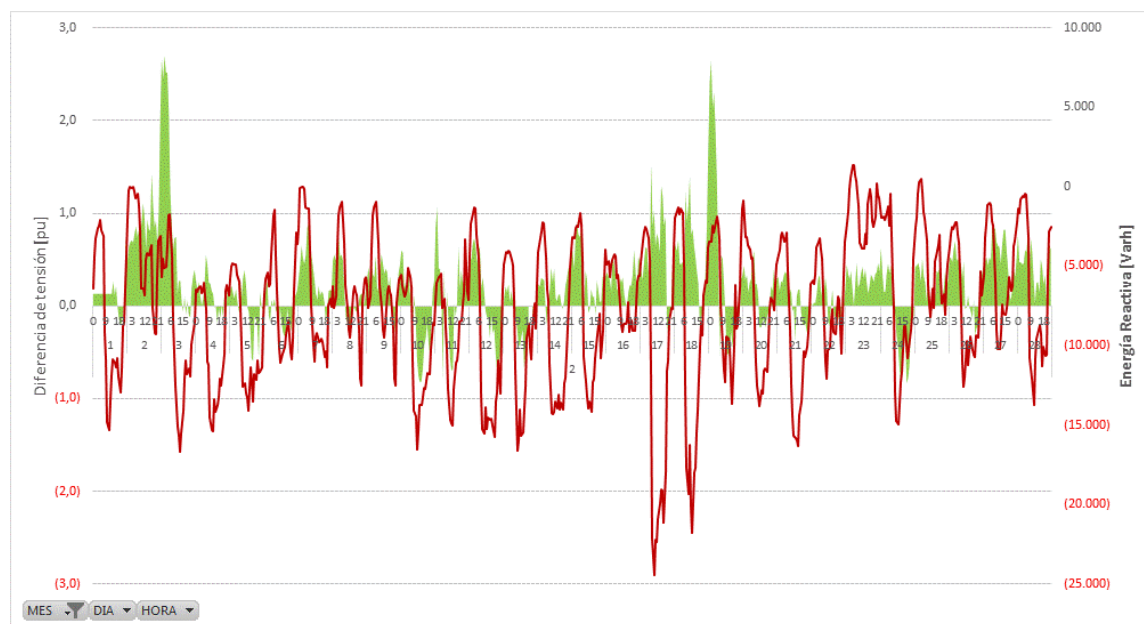
- La magnitud de la generación interna es directamente proporcional a la magnitud del flujo de reactivos por cada frontera. Se observa que los picos de generación originados por el despacho de la planta San Francisco (generalmente en periodos de demanda máxima), produce que el flujo de energía reactiva reaccione de forma similar, originando cambios drásticos de magnitud y en algunas ocasiones de la dirección de la serie que concluyen en un pico de la variable.
- En el caso particular de la frontera Victoria 115 kV, puede identificarse que la condición más crítica de transferencia de reactivos se presenta justamente en los periodos en los que es despachada la planta Termodorada.
- El tránsito de energía reactiva a través de las fronteras de interconexión del STR presenta una condición predominante de importación hacia el área CQR, presentándose mayor intensidad de intercambio desde el sistema eléctrico del Valle del Cauca a través de la subestación Cartago 115 kV. En términos de la penalización derivada del transporte de energía en exceso, la peor condición también se presenta en la misma frontera, debido a que una débil transferencia de energía activa a través de la línea Cartago-Papeles-Pavas 115 kV.
- Aunque existe una correlación marcada entre las variables analizadas, se pueden identificar claramente que existen reacciones secundarias del flujo de energía reactiva, situación que se visualiza incluso en periodos en los que el flujo de reactivos ya ha respondido a las variaciones de la generación interna del área.

Partiendo del concepto teórico que establece la relación que existe entre la energía reactiva y la magnitud de la tensión, el diagnóstico involucró la consulta, tratamiento y análisis de las tensiones nodales de las fronteras por las cuales se presenta el tránsito de reactivos entre los sistemas de subtransmisión. Ante la consulta presentada a los Operadores de Red EPSA y Enertolima, fue sólo el primero el que atendió la solicitud de información presentada por CHEC. Haciendo uso de las tensiones registradas en la barra

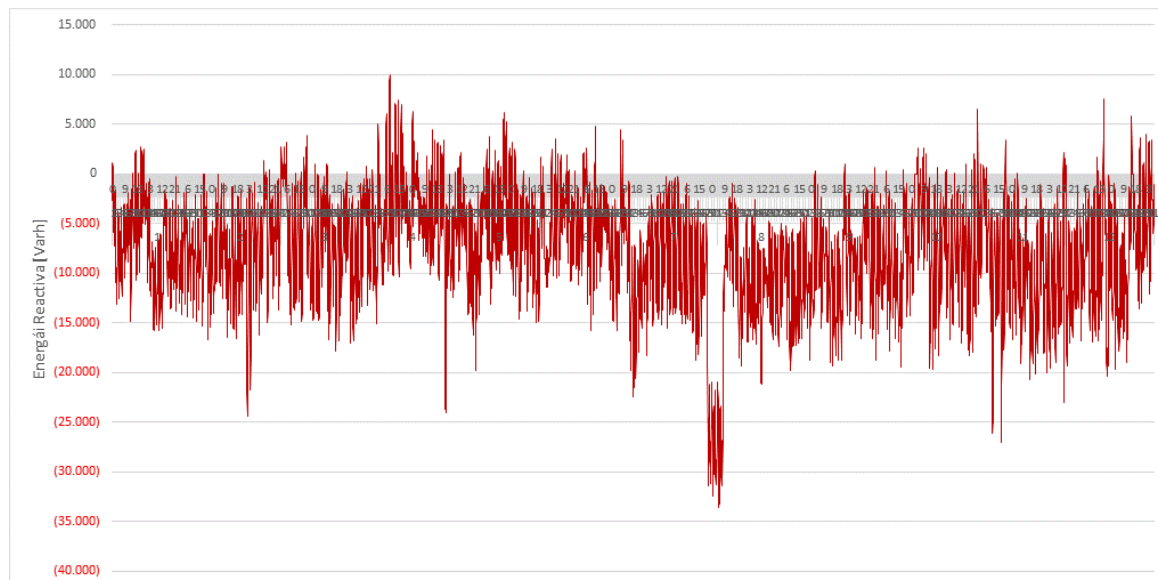


Cartago 115 kV suministradas por EPSA, fue posible adelantar una comparación gráfica del flujo de reactivos y la diferencia de tensiones entre las barras a 115 kV de las subestaciones La Hermosa, La Rosa, Dosquebradas, Pavas y Cartago. La Figura 4-9 permite apreciar comparativamente los comportamientos del flujo de energía reactiva y la diferencia de tensiones entre las subestaciones La Hermosa 115 kV y Cartago 115 kV, encontrando que en la mayoría de los casos en los que se presenta una diferencia de tensiones positiva entre ambas subestaciones (tensión mayor en La Hermosa y menor en Cartago), se reduce la magnitud de la energía reactiva importada a través de la frontera.

**Figura 4-9:** Flujo de energía reactiva (frontera Cartago 115 kV) y diferencia de tensiones (subestaciones La Hermosa y Cartago 115 kV)



Con el propósito de identificar elementos más contundentes que permitan ratificar los elementos de análisis hasta el momento identificados, se identificó para el año 2014 la peor condición de importación de reactivos desde el sistema eléctrico del Valle del Cauca hacia el área CQR, que se puede identificar a través de la Figura 4-10.

**Figura 4-10:** Flujo de energía reactiva año 2014 (frontera Cartago 115 kV).

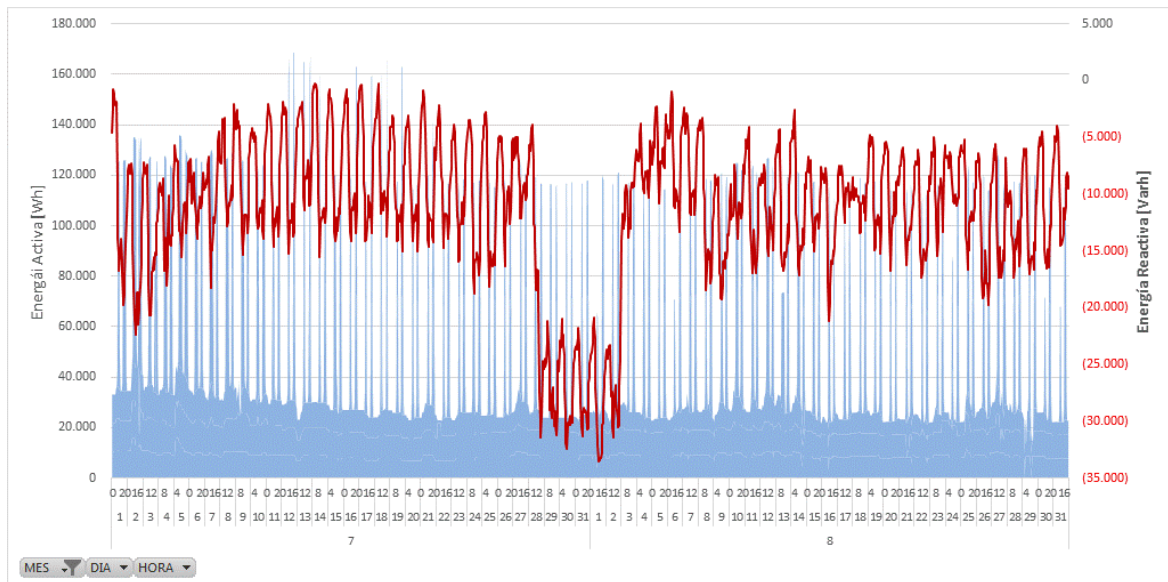
Entre los meses de julio y agosto de 2014 se identifica una condición particular de importación de reactivos, en la que se alcanzan los más altos valores del año durante un periodo de tiempo específico entre los meses de julio y agosto. La Figura 4-11 permite apreciar comparativamente el flujo de energía reactiva importada a través de la frontera Cartago 115 kV y el despacho de los recursos internos de generación de la subárea operativa.

Aunque no se observa un cambio en la condición operativa del despacho de generación asociado al decaimiento abrupto del flujo de energía reactiva, si es posible identificar que aún en el periodo más crítico de importación de reactivos, el despacho de los recursos de la planta San Francisco que origina los picos del bloque de generación interna del área, igualmente repercute en la criticidad (mayor magnitud) del flujo de reactivos.

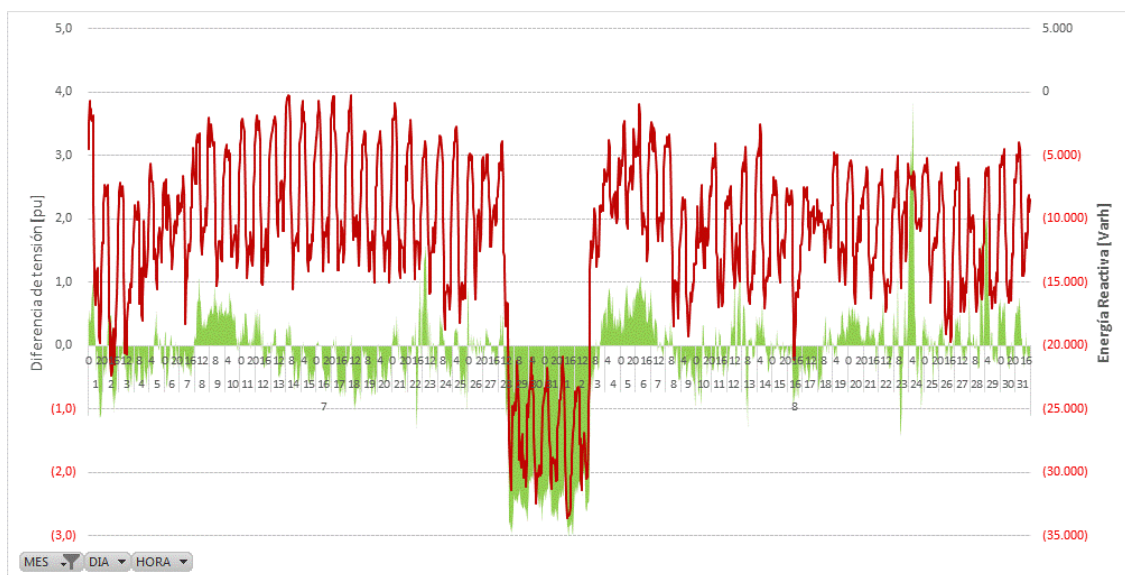
La Figura 4-12 permite identificar claramente que la condición extrema de importación de energía reactiva a través de la subestación Cartago 115 kV se presenta justamente cuando la magnitud de la tensión de la barra de Cartago 115 kV supera la magnitud de la tensión de la barra de la Hermosa 115 kV.

Cuando la diferencia de tensiones entre las barras de La Hermosa y Cartago se incrementa drásticamente, el tránsito de reactivos aumenta en forma proporcional al fenómeno de cambio de las tensiones nodales.

**Figura 4-11:** Flujo de energía reactiva frontera Cartago 115 kV y generación interna área CQR (julio - agosto 2014).



**Figura 4-12:** Flujo de energía reactiva frontera Cartago 115 kV y diferencia de tensiones Hermosa 115 kV – Cartago 115 kV (julio - agosto 2014).



Al incorporar al análisis el comportamiento de la magnitud de la tensión, es posible ratificar la fuerte relación entre las tensiones nodales y el flujo de energía reactiva a través de la red eléctrica.

### **4.3 Formulación de propuestas**

El diagnóstico de la problemática abordado en el Capítulo 3 a través de la consulta, tratamiento y análisis de los registros de energía activa y reactiva obtenidos por los sistemas de medida instalados en las fronteras comerciales del sistema eléctrico operado por CHEC, permite identificar los elementos más representativos que son insumo para proponer estrategias y soluciones que permitan mejorar las condiciones comerciales derivadas de la problemática del transporte de energía reactiva en exceso a través de las fronteras comerciales del sistema eléctrico operado por CHEC.

En la identificación, formulación y presentación de las estrategias, medidas o acciones encaminadas a solucionar la problemática bajo estudio, se identificó la necesidad de involucrar integralmente el contexto regulatorio abordado en el primer capítulo de este documento, de tal forma que las propuestas se enmarquen en el contexto normativo y regulatorio actual, sin dejar de lado las señales evolutivas que en materia de energía y potencia reactiva, ofrecen los lineamientos de la propuesta de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo periodo tarifario.

A través de la simulación fue posible analizar la respuesta del sistema eléctrico ante la variación de condiciones operativas asociadas a la posición de los cambiadores de taps de los transformadores de potencia, el factor de potencia de las cargas, el despacho de los recursos de generación y la puesta en servicio de proyectos de expansión de infraestructura. A partir de los resultados obtenidos, se evidenciaron los efectos e implicaciones de cada bloque de sensibilidad estudiado, ofreciendo elementos para verificar el comportamiento futuro del sistema y proponer soluciones que impacten integralmente las condiciones técnicas y operativas del sistema eléctrico.

Bajo este contexto, se describen a continuación cada una de las recomendaciones estructuradas con base en los análisis presentados a lo largo del presente documento:

#### **4.3.1 Verificación de la capacidad de generación de energía reactiva**

En concordancia con los resultados y análisis presentados en el Capítulo 3 y en consideración de los bajos aportes de energía reactiva de los recursos internos de generación del área CQR, se sugiere que el Operador de Red solicite al Generador la verificación técnica y comercial de la capacidad de generación de reactivos de sus plantas, en especial de las centrales mayores.

Tal como se evidenció en los análisis previos, por condición natural el sistema eléctrico de subtransmisión y distribución de energía, importa el déficit de energía derivado del balance generación-demanda. Para el caso específico del área CQR, las fronteras de interconexión del STR se potencializan como corredores para el tránsito de la energía reactiva requerida para garantizar los requerimientos internos, toda vez que las fronteras de conexión al STN ofrecen en todos los periodos operativos su mejor condición de importación de reactivos. La condición de transporte de energía reactiva en exceso se presenta con mayor criticidad justamente en periodos operativos en los cuales existe mayor producción de generación interna de energía activa, justamente en los periodos de máxima demanda del sistema.

La generación de reactivos por las plantas del área mejora sustancialmente las condiciones técnicas de prestación del servicio, disminuyendo los pagos por exceso de transporte de reactivos en las fronteras de interconexión del STR, mejorando el perfil de tensiones de las barras y disminuyendo notoriamente las pérdidas técnicas de energía y potencia.

Bajo los argumentos descritos, es de suma importancia que se adelanten los análisis técnicos y económicos que permitan validar las condiciones de generación de reactivos de las plantas que conforman el parque de generación de CHEC y en caso de ser factible, estructurar un plan de seguimiento que permita verificar los efectos técnicos de su implementación.

### 4.3.2 Validación operativa de las tensiones objetivo

Las condiciones del flujo de potencia y energía reactiva en el sistema eléctrico del área operativa CQR, depende de la posición de los cambiadores de tomas de los transformadores de conexión al STN de las subestaciones La Esmeralda, La Hermosa, La Enea, Purnio, San Felipe y Cartago. El CND publicó recomendaciones para la ubicación de los cambiadores de tomas de los transformadores de potencia instalados en el área de influencia del Operador de Red CHEC, en informes periódicos de planeación de la operación del SIN [2], con el objetivo de realizar un control adecuado de la potencia reactiva, manteniendo un perfil de tensiones apropiado. El informe de planeamiento operativo del primer trimestre de 2015 [33], incluye el análisis de las posiciones óptimas de los cambiadores de tomas, presentando recomendaciones de ajuste a partir de los valores objetivo de tensión para las barras piloto a 115 kV del área CQR.

La Tabla 4-2 presenta las posiciones de los cambiatomas recomendadas por cada uno de los informes señalados, en comparación con las posiciones actuales. El documento más reciente incorpora a los análisis, la puesta en operación de proyectos de ampliación de conexión al STN en las subestaciones Cartago, Purnio y Armenia. La Tabla 4-3 presenta los escenarios de simulación utilizados para analizar las condiciones técnicas asociadas a los escenarios operativos que se configuran para cada set de cambiatomas propuesto.

La Figura 4-13 y la Figura 4-14 presentan los resultados obtenidos en las simulaciones, permitiendo identificar un cambio drástico en los factores de potencia de los transformadores de conexión al STN, ocasionado por una importación excesiva de reactivos a través de los equipos instalados en la subestación Esmeralda y una disminución notoria de la importación de éstos, a través de las subestaciones La Hermosa y La Enea. En cuanto al perfil de tensión del sistema de subtransmisión, se observa una mejoría considerable de forma generalizada en todo el sistema, aunque en nodos como Hermosa, Ínsula, Manizales y Peralonso se identifican decaimientos de la magnitud de la tensión que explican el mayor tránsito de reactivos desde el STN.

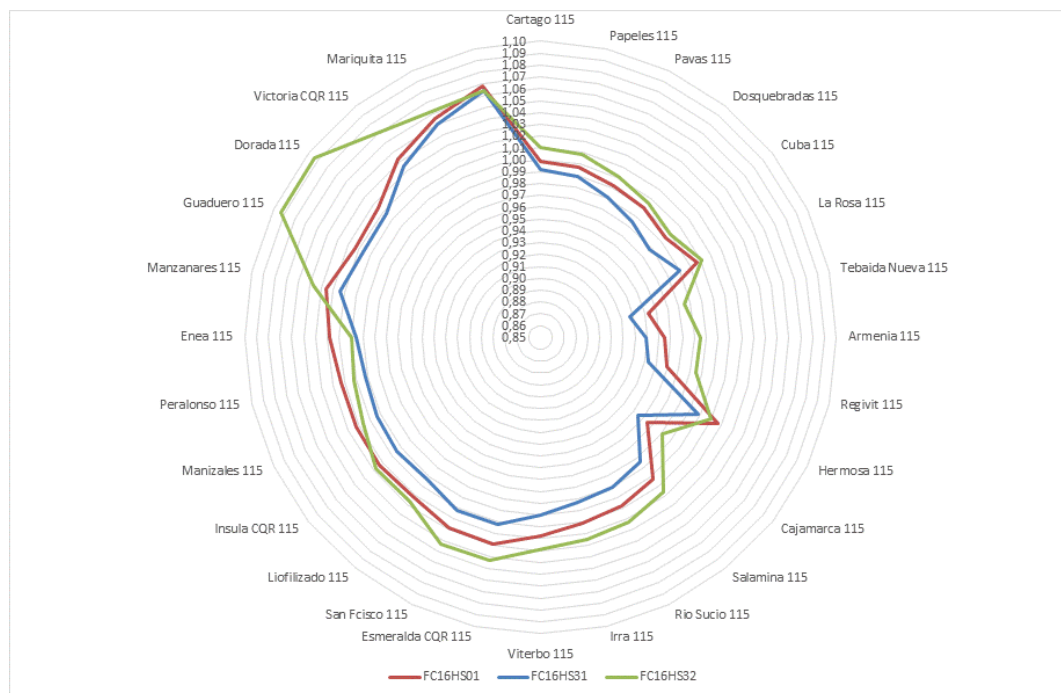
**Tabla 4-2:** Posición de cambiatomas de transformadores de conexión al STN del área CQR.

Transformador	Posición		Aplicación	Posición Cambiatomas		
	Mínima	Máxima		IPOEMP 2012 - 4	IPOEMP 2015 - 1	Actual
Esmeralda 1 230/115	-12	8	DlgSILENT	-1	-4	-2
			Scada	12	9	11
Esmeralda 2 230/115	-12	8	DlgSILENT	-1	-4	-2
			Scada	12	9	11
Enea 230/115	-16	10	DlgSILENT	-7	-2	-10
			Scada	10	15	7
San Felipe 230/115 kV	-16	10	DlgSILENT	-7	-5	-7
			Scada	10	12	10
Hermosa 230/115 kV	-16	10	DlgSILENT	-7	-1	-9
			Scada	10	16	8
Cartago 1 230/115 kV	1	21	DlgSILENT		10	9
			Scada		10	9
Cartago 2 230/115 kV	1	21	DlgSILENT		10	9
			Scada		10	9
Purnio 230/115 kV	-16	10	DlgSILENT		-7	
			Scada		10	
Armenia 230/115 kV	-16	10	DlgSILENT		-2	
			Scada		15	

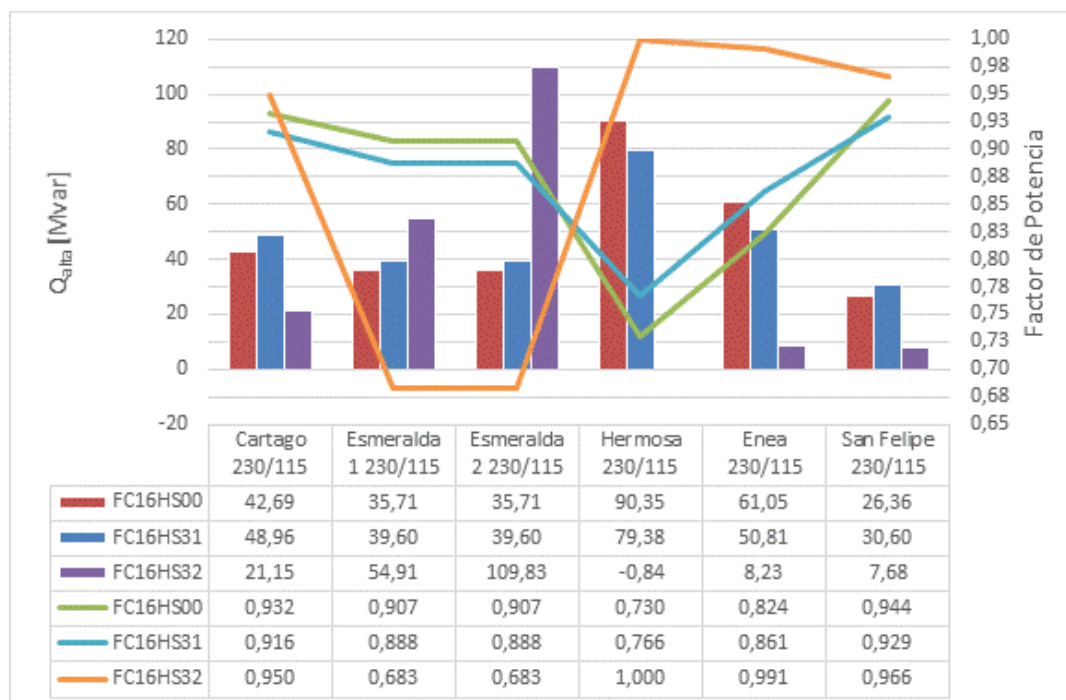
**Tabla 4-3:** Escenarios de simulación derivados de las recomendaciones de posiciones de cambiatomas sugeridas por XM.

Id	Escenario	Posición de cambiatomas
1	FC16HS00	Taps en posiciones actuales
2	FC16HS31	Taps en posiciones sugeridas (IPOEMP 2012-4)
3	FC16HS32	Taps en posiciones sugeridas (IPOEMP 2015-1)

**Figura 4-13:** Perfil de tensiones en barras del STR del área CQR en función del cambio en posiciones de cambiatomas.



**Figura 4-14:** Potencia reactiva y factor de potencia en los transformadores 230/115 kV del área CQR en función del cambio en posiciones de cambiatomas.





En consideración de los resultados presentados, se identifica la necesidad de solicitar al Centro Nacional de Despacho la validación de los resultados publicados en el informe más reciente de planeamiento operativo, solicitando oficialmente se ofrezcan detalles del proceso de optimización utilizado para encontrar las posiciones más adecuadas de los cambiatomas de los transformadores de conexión al STN.

### 4.3.3 Análisis del impacto de la puesta en servicio de nuevas unidades de generación

Existe un número considerable de nuevos proyectos de generación que pretenden conectarse a las redes del sistema eléctrico del área CQR en los niveles de tensión 4, 3 y 2. En fase de construcción se encuentran actualmente dos pequeñas centrales de generación: El Edén (20 MW) y Morro Azul (20 MW) que pretenden conectarse a muy corto plazo a 33 kV en las subestaciones Marquetalia y Anserma, al igual que la ampliación de la capacidad de cogeneración del Ingenio Risaralda (15 MW). La Tabla 4-4 presenta el listado de proyectos de generación que pretende conectarse a las redes eléctricas del área CQR.

**Tabla 4-4:** Proyectos de generación con posibilidades de conexión al sistema eléctrico operado por CHEC.

Proyecto generación	Capacidad [MW]	Nodo conexión	Nivel tensión [kV]	Puesta en operación	Fase	Estado
Encimadas Cañaveral	174	Salamina	230	Desconocida	Prefactibilidad	Elaboración estudio
Universal Stream	56,2	Mistrató	33	Desconocida	Prefactibilidad	Elaboración estudio
Montebonito	26	Por definir	Por definir	Desconocida	En estudio	Elaboración estudio
Morro Azul	20	Anserma	33	2016	En ejecución	Aprobado UPME
El Edén	20	Marquetalia	33	2016	En ejecución	Aprobado UPME
Ingenio Risaralda	15	La Virginia	33	2015	En ejecución	Aprobado UPME
Supía	8	Supía	33	2016	Prefactibilidad	Sin estudio
Santa Rosa	1,64	D24505	13,2	Desconocida	Prefactibilidad	Sin estudio
Anserma	1,5	W32029	13,2	2016	En ejecución	Aprobado UPME
La Frisolería	0,5	N35378	13,2	Desconocida	Prefactibilidad	Sin estudio

La aprobación de la conexión de este tipo de proyectos exige la presentación por parte de los promotores de los mismos, de un estudio de conexión que permita validar la viabilidad técnica y económica de su incorporación al sistema. No obstante, de cara a la problemática objeto de análisis del presente trabajo, se recomienda abordar los análisis técnicos que permitan validar los impactos de la conexión progresiva de nuevos generadores al sistema eléctrico, en el marco de las penalizaciones asociadas al transporte de energía reactiva en exceso.

#### **4.3.4 Plan de seguimiento al factor de potencia de las cargas**

En el diagnóstico de la problemática técnico comercial presentado en el capítulo 3, se evidenciaron clientes involucrados en penalizaciones por requerimientos de energía reactiva en exceso requerida para el abastecimiento de su carga. Aunque únicamente fueron incorporados a los análisis ocho clientes representativos del sistema eléctrico en términos de la magnitud de sus consumos de energía y sólo dos de ellos presentaron condiciones adversas en los requerimientos de energía reactiva que asocian penalización por el transporte en exceso, se considera importante acometer el siguiente plan de actividades:

1. Identificar los clientes potencialmente críticos en cada nivel de tensión.
2. Consultar los registros de energía activa y reactiva de cada cliente y aplicar el tratamiento de los datos abordado en el Capítulo 3, para identificar aquellos que originan penalizaciones por exceso en el consumo de reactivos.
3. Estructurar y proponer una estrategia técnico-comercial orientada al mejoramiento del factor de potencia de los clientes, bajo el marco de los criterios de eficiencia energética y uso racional de la energía.
4. Hacer seguimiento continuo a la evolución de las condiciones eléctricas de cada cliente, con el fin de verificar el efecto de las acciones implementadas o la evolución de las penalizaciones, en caso que el cliente no haya implementado soluciones técnicas para la corrección del factor de potencia.

Con el propósito de validar los efectos de la variación del factor de potencia de las cargas sobre las condiciones técnicas del sistema eléctrico, se adelantaron análisis eléctricos a

través de flujos de carga de estado estacionario para verificar los efectos sobre la cargabilidad de los elementos, las pérdidas técnicas de potencia, los perfiles de tensión en las barras y la direccionalidad de los flujos. Nuevamente se toma como referencia comparativa el escenario operativo (FC16HS00) que representa la condición real del factor de potencia de las cargas. Para efectos comparativos de los resultados, en todos los escenarios las posiciones de los cambiadores de tomas de todos los transformadores de potencia se configuran en su posición nominal. La Tabla 4-5 describe los factores de potencia asociados a los escenarios simulados. El escenario de referencia corresponde a la condición real de las cargas

**Tabla 4-5:** Escenarios de simulación asociados a la variación del factor de potencia.

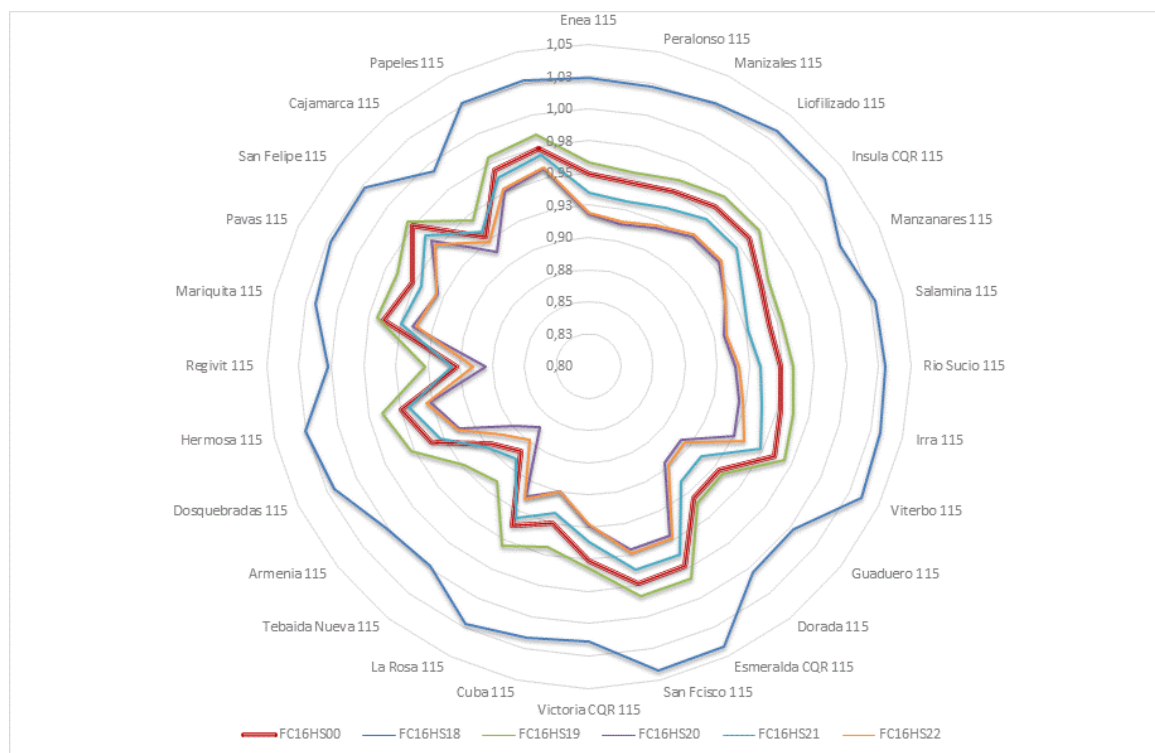
<b>Id</b>	<b>Escenario</b>	<b>Factor de potencia</b>
1	FC16HS00	0,92
2	FC16HS18	1,00
3	FC16HS19	0,95
4	FC16HS20	0,90
5	FC16HS21	0,85
5	FC16HS22	0,80

La Figura 4-15 presenta el comportamiento de la magnitud de la tensión en las barras del STR operado por CHEC para cada uno de los escenarios de simulación descritos. Gráficamente se puede identificar con claridad el efecto de mejora de las tensiones en las barras en la medida en que el factor de potencia se acerca a la unidad. Como es de esperarse, la mejor condición corresponde al estado operativo hipotético en el cual el factor de potencia de las cargas es unitario.

Para el caso de los transformadores de conexión al STN, la Figura 4-16 permite apreciar el comportamiento de la potencia reactiva y el factor de potencia del lado de alta tensión de cada equipo, para cada uno de los escenarios simulados. Como elemento destacado del análisis, se identifica que los equipos de transformación instalados en la subestación La Esmeralda presentan deterioro del factor de potencia, debido en gran parte a los requerimientos de reactivos asociados a la operación de las plantas de generación, los

cuales por condición natural del sistema, de obtienen a partir de este nodo importante del sistema.

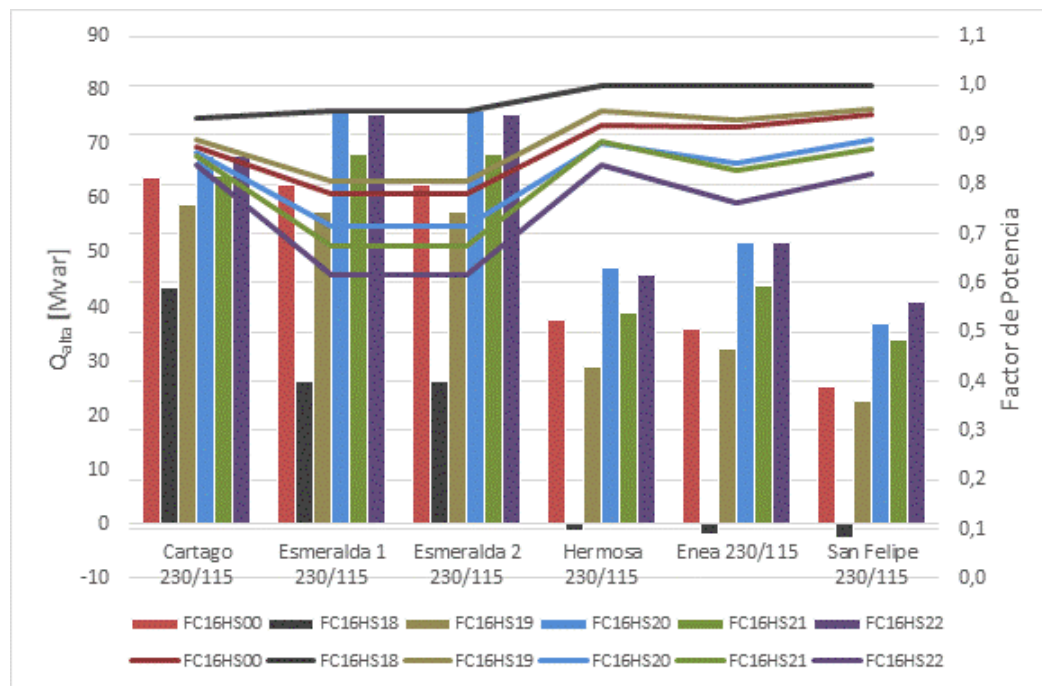
**Figura 4-15:** Tensiones en subestaciones del STR del área CQR en función de la variación del factor de potencia de las cargas.



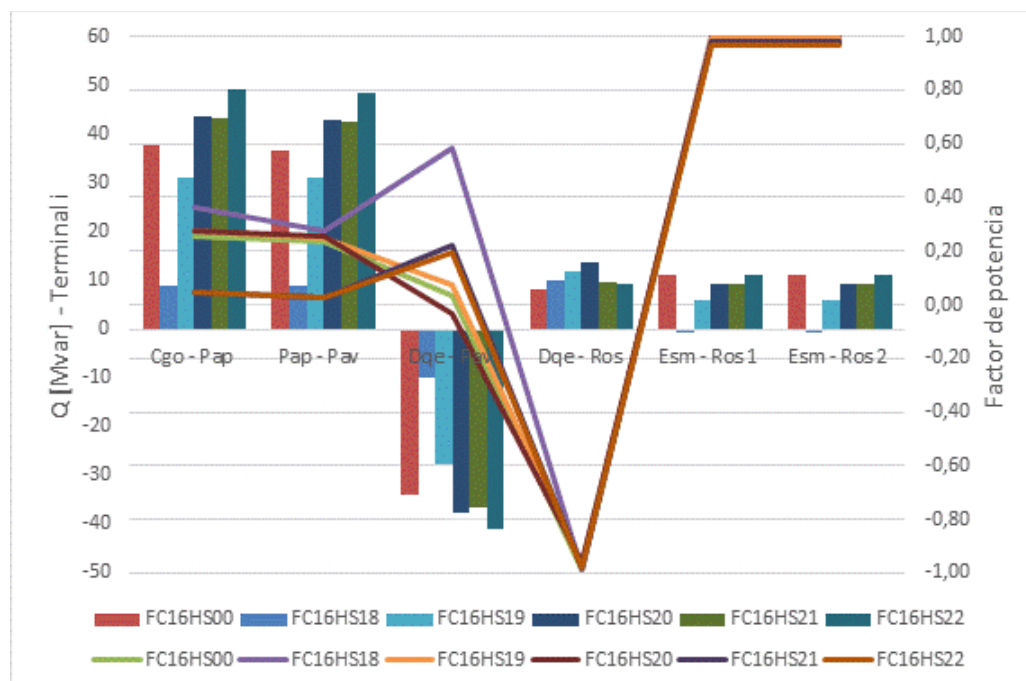
En el caso de las líneas del STR, los resultados se presentan en gráficas independientes para tres grupos de líneas que conforman los corredores de subtransmisión asociados a las fronteras de interconexión en las subestaciones Cartago, Victoria y Regivit.

La Figura 4-17 presenta el comportamiento de la potencia reactiva y el factor de potencia de las líneas del STR que conforman el corredor Cartago-Pavas-Dosquebradas-Rosa en función de la variación del factor de potencia de las cargas. La Figura 4-18 presenta similares resultados para las líneas que conforman los corredores asociados a la frontera Victoria 115 kV y la Figura 4-19 para los corredores asociados a la frontera Regivit 115 kV.

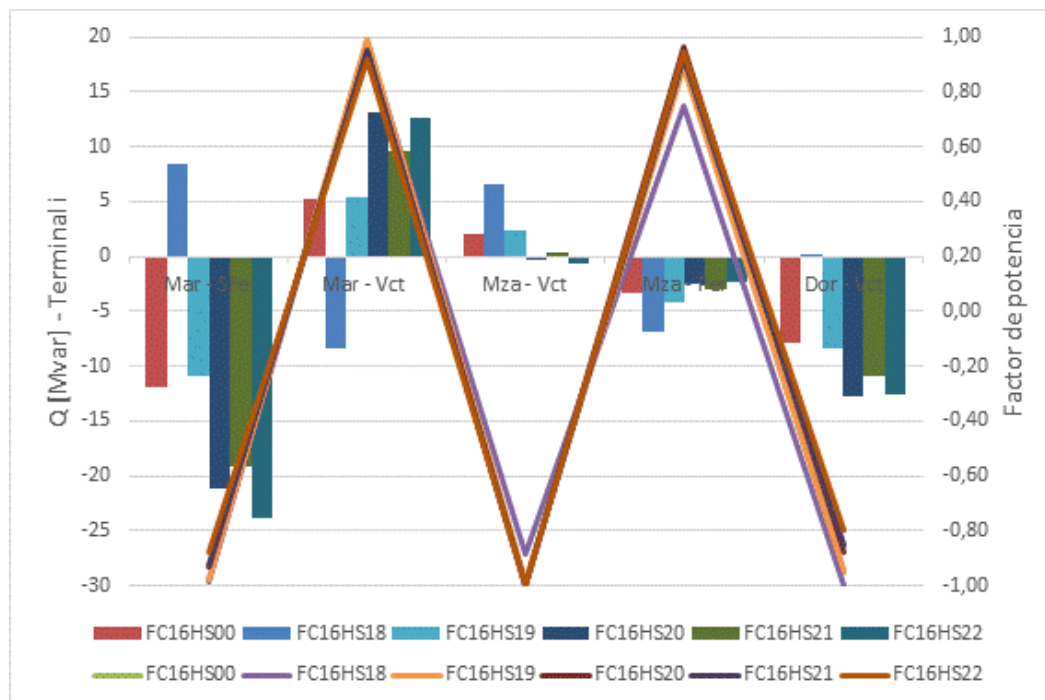
**Figura 4-16:** Potencia reactiva y factor de potencia de transformadores de conexión al STN en función de la variación del factor de potencia de las cargas.



**Figura 4-17:** Potencia reactiva y factor de potencia de líneas del STR considerando la variación del factor de potencia de las cargas (corredor asociado a la frontera Cartago 115 kV).

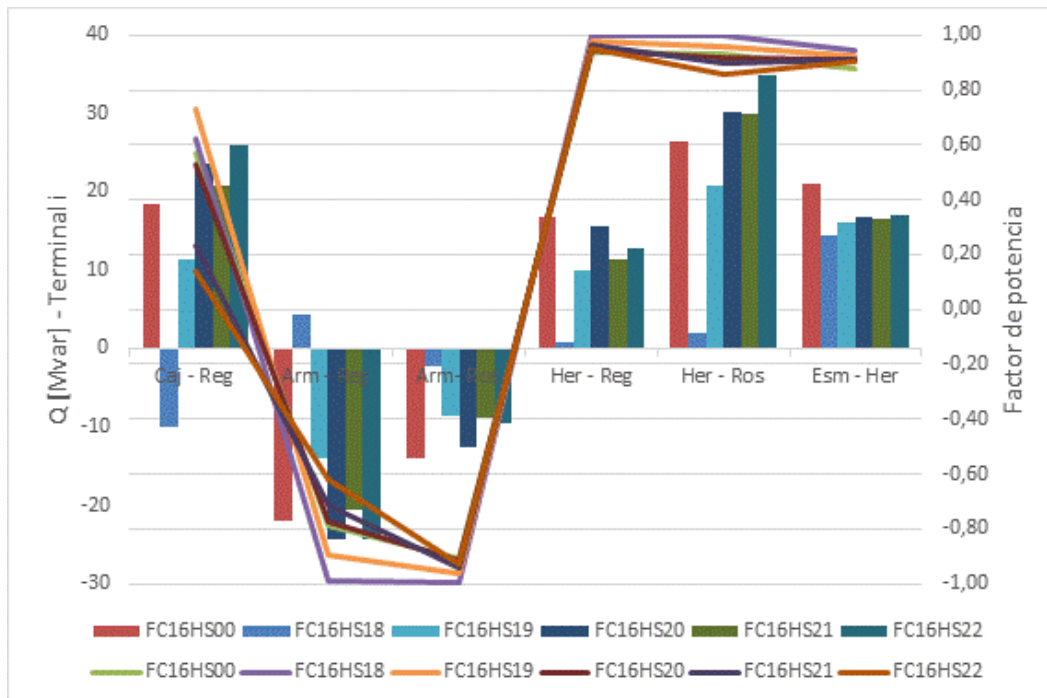


**Figura 4-18:** Potencia reactiva y factor de potencia de líneas del STR considerando la variación del factor de potencia de las cargas (corredor asociado a la frontera Victoria 115 kV).



En el corredor de subtransmisión asociado a la frontera de interconexión Cartago 115 kV, es notable la relación directamente proporcional que existe entre los factores de potencia de las cargas y de las líneas, considerando una reducción importante de importación de reactivos en la medida en que los requerimientos de las cargas disminuyen. Una situación similar puede visualizarse para el corredor asociado a la frontera Regivit 115 kV (Figura 4-19), identificando incluso casos en los que se invierte la dirección del flujo de potencia reactiva bajo factores de potencia muy cercanos a la unidad. Aunque en la frontera Victoria 115 kV también se logran observar cambios en la dirección de los flujos de potencia reactiva, el efecto de la variación del factor de potencia de las cargas no genera disturbios en el factor de potencia natural de las líneas que conforman el corredor.

**Figura 4-19:** Potencia reactiva y factor de potencia de líneas del STR considerando la variación del factor de potencia de las cargas (corredor asociado a la frontera Regivit 115 kV).



#### 4.3.5 Gestión sectorial para que el regulador revise la pertinencia del cobro de la energía reactiva en exceso en el nivel de tensión 4

El análisis en torno al marco normativo y regulatorio aplicable a la gestión de la potencia y energía reactiva en el sector eléctrico colombiano, ofrece la posibilidad de dilucidar en torno a la evolución del esquema que a futuro pretenda implementar el regulador en el marco de la implementación de un tratamiento integral y sistémico de la gestión de reactivos, permitiendo identificar los siguientes elementos en el análisis prospectivo de la evolución del marco regulatorio aplicable al problema bajo estudio:

- El concepto de eficiencia asociado al factor de potencia está relacionado con señales de aprovechamiento de la energía eléctrica. En este sentido y en consideración de las implicaciones que conlleva la generación, el transporte y consumo de energía no deseada, la potencia y energía reactiva en el sector eléctrico colombiano podría gestionarse desde iniciativas asociadas a la

promoción de la gestión eficiente de la energía en el marco de la política energética nacional.

- Los pagos derivados del esquema de liquidación y cobro de la energía reactiva en exceso en el sector eléctrico colombiano, parten de un esquema de incentivos establecido para que los usuarios corrijan su factor de potencia, que sobre sus bases conceptuales está creado para que los usuarios eviten el transporte de una energía adicional o no deseada que podría evitarse a través de soluciones técnicas. No obstante, este esquema deja entrever vacíos tanto en los criterios que definen el cálculo de la energía reactiva penalizada como en la aplicación generalizada que se adopta para todos los agentes involucrados a nivel sectorial, desde el comportamiento singular que presentan los flujos de potencia y energía reactiva en los sistemas eléctricos de potencia, cuya condición natural de interconexión, no permite que los Operadores de Red puedan dar un tratamiento similar al factor de potencia de su sistema, tal como lo puede realizar un usuario final. Las condiciones de interconexión de los sistemas, en especial los de transmisión regional entre operadores de red, desencadenan un flujo de energía reactiva en tránsito que además de la ineficiencia técnica de la red, puede generar inversiones ineficientes en equipos o infraestructura para dar tratamiento a la problemática.



## **5. Conclusiones y recomendaciones**

### **5.1 Conclusiones**

El contexto regulatorio asociado a la gestión de la energía y potencia reactiva en Colombia, permite identificar que las consideraciones de planeamiento, coordinación operativa y los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad del SIN, han evolucionado discretamente en el tiempo. Los lineamientos de la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el próximo periodo tarifario en Colombia, dejan entrever la implementación de un tratamiento integral y sistémico de la gestión de reactivos, incorporando incluso las fronteras de conexión de los sistemas de subtransmisión al sistema de transmisión nacional a 230 kV y 500 kV.

Las condiciones de interconexión de los sistemas de subtransmisión operados por CHEC, EPSA y Enertolima, asocian un tránsito de energía activa y reactiva que se dinamiza en función de las condiciones operativas de cada sistema, tales como el despacho de generación de los recursos internos de cada subárea operativa, las características de la demanda y la topología de la red. En la medida en que cada subárea fortalece su capacidad de conexión al STN o aumenta sus recursos internos de generación, adquiere mejores condiciones para configurarse como foco de exportación. En la mayoría de los casos, la importación de potencia activa y reactiva a través de las interconexiones del STR obedece al cubrimiento del déficit que cada sistema presente.

La subestación Dosquebradas se viene potencializando por la EEP como el principal nodo de inyección para el abastecimiento de la demanda del municipio de Pereira. No obstante, desde el punto de vista de la penalización transporte de energía reactiva en exceso, en este nodo se identifica la condición más crítica del sistema, dado que representa el 70% del tránsito de energía reactiva en exceso durante el año 2014.

Para el caso particular de los cogeneradores, sus excedentes de generación son inyectados al sistema eléctrico dependiendo del balance interno generación-demanda de cada cliente. Factores como el régimen de sus procesos productivos y el tipo de carga, introducen variaciones en los excedentes de generación, situación que puede visualizarse claramente a partir del análisis de los registros de energía activa y reactiva para este tipo de fronteras.

En la medida en que se desarrolla la expansión proyectada en el mediano plazo en el sistema eléctrico, las simulaciones permiten identificar un deterioro progresivo del factor de potencia en las fronteras de conexión con el STN, en especial en la subestación La Esmeralda. No obstante, en los transformadores instalados en la subestación La Enea, el factor de potencia presenta una mejoría notoria una vez se desarrolle todo el conjunto de obras completo, mientras que en subestaciones como La Hermosa y Cartago, el efecto es menos notorio bajo el escenario de desarrollo completo de las obras. Una situación particular se identifica en la línea Victoria-Mariquita 115 kV, en la cual debido a la puesta en operación del proyecto Purnio, se evidencia un fuerte deterioro del factor de potencia, unido al cambio de dirección de los flujos de potencia. Sin embargo, las obras de expansión adicionales proyectadas en el sistema, mejoran las condiciones técnicas de las transferencias de potencia de la interconexión, aunque sin alcanzar los altos niveles del factor de potencia que actualmente registra.

El tránsito de energía reactiva a través de las fronteras de interconexión del STR presenta una condición predominante de importación hacia el área CQR, presentándose mayor intensidad de intercambio desde el sistema eléctrico del Valle del Cauca a través de la subestación Cartago 115 kV. En términos de la penalización derivada del transporte de energía en exceso, la peor condición también se presenta en la frontera con el Valle del Cauca, debido a que una transferencia débil de energía activa a través de la línea Cartago-Papeles-Pavas 115 kV.

A través del diagnóstico de la problemática técnica y operativa asociada al transporte de energía reactiva en exceso, fue posible identificar que el déficit de producción de reactivos al interior del área CQR, es el factor que determina las necesidades de importación desde otros sistemas eléctricos aledaños. Las condiciones de transporte de

reactivos en exceso se configuran especialmente cuando existe mayor oferta de los recursos internos de generación, los cuales aportan recursos insuficientes de energía reactiva al sistema. Como factor determinante de las transferencias de reactivos aparece la magnitud de la tensión, cuya diferencia entre los nodos de intercambio, maximiza o minimiza las transferencias. Para el caso específico del área CQR, las fronteras de interconexión del STR se potencializan como corredores para el tránsito de la energía reactiva requerida para garantizar los requerimientos internos, toda vez que las fronteras de conexión al STN ofrecen en todos los periodos operativos su mejor condición de importación de reactivos. La condición de transporte de energía reactiva en exceso se presenta con mayor criticidad justamente en periodos operativos en los cuales existe mayor oferta de generación interna de energía activa, justamente en los periodos de máxima demanda del sistema.

La generación de reactivos por las plantas del área mejora sustancialmente las condiciones técnicas de prestación del servicio, disminuyendo los pagos por exceso de transporte de reactivos en las fronteras de interconexión del STR, mejorando el perfil de tensiones de las barras y disminuyendo notoriamente las pérdidas técnicas de energía y potencia.

Las estrategias, medidas y acciones planteadas como solución a la problemática, están orientadas a minimizar los requerimientos de inversión en infraestructura tendientes a solucionar una problemática que tiene carácter sistémico y que obedece a condiciones propias de la operación de las redes eléctricas interconectadas. El concepto de eficiencia asociado al factor de potencia está relacionado con señales de aprovechamiento de la energía eléctrica, en este sentido la potencia y energía reactiva en el sector eléctrico colombiano podría gestionarse desde iniciativas asociadas a la promoción de la gestión eficiente de la energía en el marco de la política energética nacional.



## A. Anexo: Resoluciones CREG relacionadas con la gestión de la energía reactiva en Colombia

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
1	Resolución	024	13	07	1995	Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el sistema interconectado nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.	Artículo 1°. Definiciones	Incluye la generación de potencia reactiva, la reserva primaria y de AGC en los servicios asociados de generación de energía, para asegurar el cumplimiento de las normas sobre calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio.	Reglamento de Operación del SIN. Código de Redes. Código de Operación.

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
2	Resolución	025	13	07	1995	Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.	1) Código de Planeamiento de la Expansión del STN Apéndice I. Información Estándar de Planeamiento. 2) Código de Planeamiento de la Expansión del STN Apéndice II. Información Detallada de Planeamiento. 3) Código de Conexión. 4) Código de Conexión. Anexo CC.1 Requisitos Técnicos para la conexión de Líneas de Transmisión al STN. 5) Código de Conexión. Anexo CC.2 Requisitos Técnicos para Subestaciones. 6) Código de Conexión. Anexo CC.6 Requisitos Técnicos del Sistema de Supervisión y Control. 7) Código de Operación. 8) Código de Operación. Anexo CO-2. Planeamiento Eléctrico de la Operación Información Básica. 9) Código de Operación. Anexo CO-3. 10) Código de Medida. 11) Código de Medida. Anexo CM-1	1) Cuadro 1. Costos Índices, Cuadro 3. Curva Típica de Demanda Horaria, Cuadro 4. Información de Subestaciones. 2) 3.2. Esquema de Conexión, 3.4.3. Equipo de Compensación Reactiva. 3) 13.1 Servicios que los generadores deben proveer. 13.3. Otros servicios de apoyo que pueden ser requeridos por el CND en la operación del SIN. 4) 2.4 Aislamiento. 5) 2.3 Instalaciones a conectar al sistema. 6) 3.3.1 Medidas. 7) 1.3 Definiciones. 2.2. Planeamiento Operativo Eléctrico. 5. Coordinación, Supervisión y Control de la Operación del SIN. 5.7 Control de Voltaje. 6.1. Parámetros de las Unidades de Generación. 7.1 Solicitud de Prueba. 7.4.1. Prueba de Potencia Reactiva. 8) 2. Barras. 3.1 Datos de Estado Estacionario. 3.7 Compensador Estático de Reactivos (SVS). 9) Declaración de Parámetros de Unidades de Generación 10) 3.1 Contadores de Energía. 3.3 Precisión. 11) A.I. Introducción. A.2.1. Características de Equipos y Clase de Medición. A.3. Sistema de Registro y Transmisión de Datos.	Reglamento de Operación del SIN

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
3	Resolución	009	30	01	1996	Por la cual se modifica y complementa la resolución CREG080/95 y se adoptan decisiones en materia de tarifas de energía eléctrica.	Artículo 3o. Energía Reactiva	Define a las empresas la liquidación de excedentes de energía reactiva con la tarifa de la respectiva energía activa, cuando la energía reactiva registrada, sea mayor o igual al 50% de la energía activa consumida, durante el mismo período de facturación.	Resolución CREG 108 de 1997
4	Resolución	099	17	06	1997	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.	Artículo 5º. Transporte de Energía Reactiva.	Establece que en caso de que la energía reactiva sea mayor al 50% de la energía activa entregada a un usuario de los STR y/o SDL, el exceso sobre este límite se considerará como energía activa para efectos de liquidar el cargo por uso del respectivo sistema.	Ofic. MMECREG - 2194 - 96/11/20 Tema: solicitud de aclaración sobre el pago por el transporte de energía reactiva por las redes de un transportador local.
5	Resolución	108	09	07	1997	Por la cual se señalan criterios generales de protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible	1) Artículo 1º. Definiciones. 2) Artículo 25º. Control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica. 3) Artículo 25º. Parágrafo 1. 4) Artículo 25º. Parágrafo 2	1) Consumo. 2) Define que en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se controlará el factor de potencia de los suscriptores o usuarios no residenciales, y de los residenciales conectados a un nivel de tensión superior al uno (1). 3) El factor de potencia inductiva (coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). La	2) Modificado: Resolución CREG 047 de 2004, Artículo 3. 3) Resolución CREG 070 de 1998, 4.2.4 Compensación de consumos de energía

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
						por red física, en relación con facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones.	5) Artículo 25°. Parágrafo 3.	empresa exigirá a aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva. 4) En caso de que la energía reactiva sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa consumida por un suscriptor o usuario, el exceso sobre este límite se considerará como consumo de energía activa para efectos de determinar el consumo facturable.	reactiva.
6	Resolución	070	28	05	1998	Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.	1) 1. Definiciones. 2) 4.2.4 Compensación de consumos de energía reactiva. 3) 7.3.1 Requisitos generales de los equipos de medida. 4) 7.3.2 Precisión de los equipos de medida.	1) Medidor. 2) Debido a que la conexión de bancos de condensadores y reactores en los niveles de tensión II, III y IV puede afectar la operación del STR y/o SDL, estas conexiones deberán ser aprobadas por los OR's, a quienes se deberán suministrar las características técnicas de las inductancias y capacitancias que se conectarán. 2) El factor de potencia de la carga conectada por el Usuario, no deberá ser inferior al establecido en la Resolución CREG 108 de 1997 o las normas que la modifiquen o sustituyan. 3) Los medidores de energía activa y reactiva, lo mismo que los transformadores de corriente y tensión, se ajustarán a las normas técnicas colombianas vigentes, o aquellas que las modifiquen o sustituyan, o las normas internacionales correspondientes. 4) Los errores permitidos para los medidores de energía activa y reactiva, y para los transformadores de corriente y de tensión, deben cumplir con las normas NTC correspondientes.	Reglamento de Operación del SIN



#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
7	Resolución	080	22	12	1999	Por la cual se reglamentan las funciones de planeación, coordinación, supervisión y control entre el Centro Nacional de Despacho (CND) y los agentes del SIN.	1) Artículo 6o. Funciones Operativas de las Empresas Prestadoras del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y/o Servicio de Conexión al STN. 2) Artículo 8o. Funciones Operativas de los OR's.	1) Control operativo: para la ejecución de maniobras se establecen los siguientes tiempos máximos de respuesta entre la instrucción del CND y la ejecución de la maniobra: 40 minutos para equipos de compensación estática reactiva que operen a 500 kV. 2) Control operativo: Para la ejecución de maniobras solicitadas por el CND, se establecen los siguientes tiempos máximos de respuesta entre la instrucción impartida y la ejecución de la maniobra: 40 minutos para equipos de compensación estática reactiva que operen a 500 kV.	
8	Resolución	061	12	09	2000	Por la cual se establecen las normas de calidad aplicables a los Servicios de Transporte de Energía Eléctrica en el STN y de Conexión al STN, como parte del Reglamento de Operación del SIN.	1) Artículo 5o. Medición de la Calidad del Servicio en el STN. 2) Artículo 8o. Meta del Índice de Disponibilidad o de las Horas Anuales Acumuladas de Indisponibilidad.	1) La calidad del Servicio de Conexión al STN y del Servicio de Transporte de Energía Eléctrica en el STN, se medirá con base en indicadores de Disponibilidad y/o Indisponibilidad aplicables a los siguientes Activos: bahías y módulos de compensación. 2) Los agentes que presten el Servicio de Conexión al STN o de Transporte de Energía Eléctrica en el STN, deberán cumplir con las siguientes Metas: Bahías y Módulos de Compensación: IDA (%): 99.45%; MHAI: 48 horas.	Reglamento de Operación del SIN

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
9	Resolución	062	12	09	2000	Por la cual se establecen las bases metodológicas para la identificación y clasificación de las restricciones y de las generaciones de seguridad en el Sistema Interconectado Nacional, y los criterios generales y procedimientos para la evaluación y definición de las mismas, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).	1) Artículo 1o. Definiciones. 2) Anexo No. 2 Generaciones de Seguridad por Restricciones	1) Restricción Operativa. 2) Identificación de generaciones de seguridad: asociada a requerimientos de soporte de reactivos en sistemas con tensión de operación inferior al nivel IV, correspondiente al nivel IV, el STN o en los Activos de Conexión al STN. La necesidad de forzar generación por los requerimientos de reactivos mencionados, debe determinarse luego de agotar las fuentes de suministro de reactivos disponibles, incluyendo las que provienen de generación despachada por seguridad de suministro.	Reglamento de Operación del SIN
10	Resolución	063	12	09	2000	Por la cual se establecen los criterios para la asignación entre los agentes del SIN de los costos asociados con las Generaciones de Seguridad y se modifican las disposiciones vigentes en materia	1) Artículo 1o. Definiciones. 2) Artículo 2o. Asignación de las Generaciones de Seguridad y de los Costos de Reconciliación Positiva.	1) Restricción Operativa. 2) Los Costos Horarios de Reconciliación Positiva por Generaciones de Seguridad, asociada con Restricciones Eléctricas y/o requerimientos de soporte de reactivos en la infraestructura de los STR's y/o SDL's en el Nivel IV de tensión, se asignarán al OR correspondiente.	Reglamento de Operación del SIN

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
						de Reconciliaciones, como parte del Reglamento de Operación del SIN.			
11	Resolución	082	17	12	2002	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.	1) Artículo 11°. Transporte de energía reactiva. 2) Anexo No 4. 4 Liquidación y recaudo de los costos de transporte de energía reactiva en exceso.	1) Establece que en caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario, sea mayor al 50% de la energía activa que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema. Además define que el OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para aquellos usuarios de Nivel de Tensión 1, no residenciales, o fronteras comerciales, a fin de establecer cobro de energía reactiva. 2) Los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador y entregados al OR que sirve al Usuario respectivo. En el caso de los STR, los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador y entregados directamente al OR aplicando la misma tarifa con que liquida el LAC el ingreso del respectivo STR.	Documento CREG 113 de 2003

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
12	Resolución	092	30	12	2002	Por la cual se establecen principios generales y procedimientos para suplir necesidades del Sistema de Transmisión Nacional, utilizando equipos en niveles de tensión inferiores a 220 kV, y se establece la metodología para la remuneración de su uso.	Artículo 2o. Ámbito de Aplicación.	Aplica para la identificación, promoción de la competencia y remuneración de proyectos para resolver necesidades específicas del Sistema de Transmisión Nacional, a través de la instalación de equipos en niveles de tensión inferiores a 220 kV, con el fin de garantizar la operación segura del STN.	
13	Resolución	014	12	02	2004	Por la cual se establecen normas complementarias a la Resolución CREG 004 de 2003 sobre Transacciones Internacionales de Electricidad de Corto Plazo -TIE-, que harán parte del Reglamento de Operación.	"Artículo 17°. Identificación de Generaciones de Seguridad.	El CND deberá identificar y considerar la siguiente Generación de Seguridad: a) La Generación de Seguridad requerida por Restricciones en la infraestructura de los STR's y/o SDL's, con tensión de operación inferior al Nivel IV, o requerimientos de soporte de reactivos en estos Sistemas. Éstas deben ser propuestas al CND por el OR del respectivo STR y/o SDL, debiendo ser avaladas por dicha entidad quien podrá ajustarlas con el debido soporte. b) La generación forzada requerida por Restricciones Eléctricas en la infraestructura de los STR's y/o SDL's con tensión de operación correspondiente a Nivel IV, o por requerimientos de soporte de reactivos en dichos Sistemas. c) La generación forzada requerida por	Concordancia: Resolución CREG 062-00-Anexo 2, Num. 2, Lit, g

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
								Restricciones Eléctricas en el STN o en los Activos de Conexión al STN; o por consideraciones de soporte de reactivos en el STN.	
14	Resolución	047	01	06	2004	Por la cual se modifica la Resolución CREG-108 de 1997.	<p>1) Artículo 1o: modifica la definición de "consumo" contenida en el artículo 1º de la Resolución CREG 108 de 1997.</p> <p>2) Artículo 2o. Adopta la definición de CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA.</p> <p>3) Artículo 3o: modifica el artículo 25 de la Resolución CREG-108 de 1997.</p>	<p>1) <b>CONSUMO:</b> Cantidad de metros cúbicos de gas, o cantidad de kilovatios-hora de energía activa, recibidos por el suscriptor o usuario en un período determinado, leídos en los equipos de medición respectivos, o calculados mediante la metodología establecida en la presente resolución. Para el servicio de energía eléctrica, también se podrá medir el consumo en Amperios – hora, en los casos en que la Comisión lo determine.</p> <p>2) <b>CONSUMO DE ENERGÍA REACTIVA:</b> Cantidad de kilovars-hora transportados a través de las redes que conforman los Sistemas de Transmisión Regional y Sistemas de Distribución Local y registrados mediante los equipos de medida de energía reactiva ubicados en las fronteras comerciales de los respectivos usuarios.</p> <p>3) <b>Artículo 25. Control al factor de potencia en el servicio de energía eléctrica.</b> En la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, se controlará el consumo de energía reactiva de los suscriptores o usuarios finales, y se liquidará y cobrará exclusivamente de la forma establecida en el artículo 11 de la Resolución CREG-082 de 2002.</p> <p>Parágrafo 1º. El factor de potencia inductiva (coseno phi inductivo) de las instalaciones deberá ser igual o superior a punto noventa (0.90). El operador de Red podrá exigir a</p>	<p>Concordancia: Resolución CREG 108-97-Art:1</p> <p>Concordancia: Resolución CREG 108-97-Art:25</p>

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
								<p>aquellas instalaciones cuyo factor de potencia inductivo viole este límite, que instalen equipos apropiados para controlar y medir la energía reactiva.</p> <p>Parágrafo 2°. Para efectos de lo establecido en el parágrafo anterior, la exigencia podrá hacerse en el momento de aprobar la conexión al servicio, o como consecuencia de una revisión de la instalación del usuario.”.</p>	

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
						Por la cual se ordena hacer público un proyecto	1) Artículo 1°. Definición de términos.	<p>1) Cumplimiento del Factor de Potencia para Grandes Usuarios conectados al STN, y Operadores de Red. Curva P-Q. Energía reactiva. Factor de Potencia (FP).</p> <p>2) Todas las unidades generadoras existentes (mayores de 10 MW), así como todas las nuevas unidades generadoras interconectadas (con capacidades mayores a 5 MW), independientemente de su clasificación, deben:</p> <p>a) Poseer y mantener regulador automático de voltaje (AVR).</p> <p>b) Poseer telemedida.</p> <p>c) Suministrar al CND la curva P-Q de cada unidad. Las curvas de capacidad P-Q de los generadores deben ser soportadas mediante un control de pruebas estándar. Esta disposición modifica la prueba de potencia reactiva del numeral 7.4.1. del Código de Operación.</p> <p>d) Suministrar al CND las características técnicas del Regulador de Voltaje –AVR–, y de la excitación de las máquinas.</p> <p>e) Ubicar el cambiador de tomas del transformador de elevación en la posición que recomiende el CND, con la finalidad de optimizar el uso de la potencia reactiva en la operación del SIN.</p> <p>f) Informar al CND si sus unidades generadoras pueden operar como condensadores síncronos, así como las condiciones y limitaciones para hacerlo.</p> <p>g) Cuando lo solicite el Operador del Sistema, las Unidades generadoras indicadas en este artículo, tienen la obligación de suministrar o absorber según el caso, en el punto de conexión al STN o a un Sistema de Transmisión Regional o Distribución Local, y ante cualquier condición de potencia activa inferior o igual a la potencia activa nominal de la máquina, la cantidad de potencia reactiva capacitiva e inductiva definida por su potencia activa nominal y su factor de potencia nominal en adelanto (capacitiva) o en atraso (inductiva), respectivamente, en cualquier momento del</p>	

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
16	Resolución	110	17	12	2007	Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución que pretende adoptar la CREG con el fin de establecer las fórmulas para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica.	1) Artículo 3o. Definiciones. 2) Anexo 1. Metodología de remuneración del STN. 3) Anexo 2. Unidades Constructivas.	1) Módulo de Compensación. 2) Cargo por Uso Monomio. 3) Unidades Constructivas UCS10 y UCS11 por Tipo de Activo.	Resolución CREG 011 de 2009
17	Resolución	097	26	09	2008	Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.	1) Artículo 15. Transporte de energía reactiva. 2) Anexo General. 6.7 Liquidación y recaudo de los costos de transporte de Energía Reactiva en exceso	1) Establece que en caso de que la energía reactiva consumida por un Usuario de los STR o SDL, sea mayor al cincuenta por ciento (50%) de la energía activa (kWh) que le es entregada en cada periodo horario, el exceso sobre este límite, en cada periodo, se considerará como energía activa para efectos de liquidar mensualmente el cargo por uso del respectivo sistema. Define además que la energía reactiva consumida por un Usuario de los STR o SDL se determinará a partir del balance neto de la energía que le es entregada en un mismo nodo y en cada periodo horario, de acuerdo con lo registrado en las fronteras comerciales del mismo usuario, asociadas a dicho nodo. Adicionalmente establece que el OR podrá conectar equipos de medida de energía reactiva para identificar a aquellos usuarios o fronteras comerciales que, por su consumo de energía reactiva, estén obligados al pago de la misma conforme a lo establecido en esta disposición y a la	



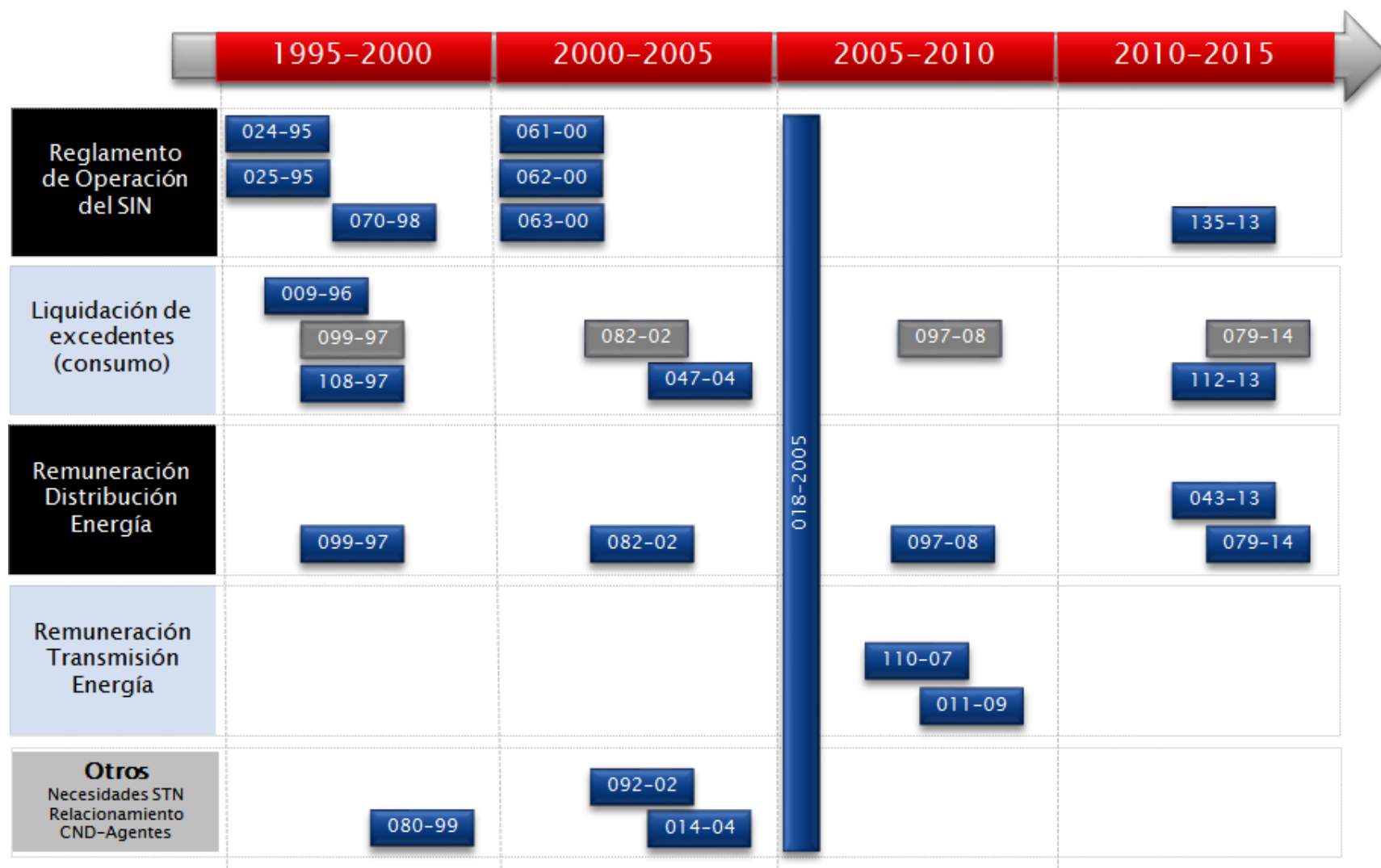
#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
								<p>instalación del medidor correspondiente.</p> <p>2) Establece que los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador con base en los cargos máximos de cada OR y entregados al OR que sirve al Usuario del SDL respectivo. En el caso de los STR, los costos del transporte de la energía reactiva en exceso serán recaudados por el comercializador y entregados directamente al OR aplicando el Cargo por Uso del Nivel de Tensión 4.</p>	
18	Resolución	011	11	02	2009	Por la cual se establecen la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión de energía eléctrica en el Sistema de Transmisión Nacional.	<p>1) Artículo 3. Definiciones.</p> <p>2) Anexo General. Capítulo 1. Cargo por Uso Monomio.</p> <p>3) Anexo General. Capítulo 3. Unidades Constructivas.</p> <p>4) Anexo General. Capítulo 4. Calidad del Servicio en el STN</p>	<p>1) Módulo de Compensación.</p> <p>2) Cargo por Uso Monomio: no incluye la energía reactiva en exceso del Cargo por Uso Monomio del Cargo por Uso del STN.</p> <p>3) Unidades Constructivas módulos de compensación, bancos de reactores y compensación estática.</p> <p>4) Compensaciones aplicables por incumplimiento de características de calidad requeridas con base en indisponibilidades permitidas.</p>	Resolución CREG 110 de 2007
21	Resolución	043	05	04	2013	Por la cual se ponen en conocimiento de los prestadores del servicio de energía eléctrica, usuarios y terceros interesados, las bases sobre las cuales la Comisión	<p>1) Artículo 1. Objeto.</p> <p>2) Anexo General. 3.8 Energía Reactiva</p>	<p>1) Pone en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio de electricidad, de los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.</p> <p>2) Define que teniendo en cuenta las diferencias entre los agentes respecto de la aplicación de las normas establecidas sobre</p>	

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
						efectuara el estudio para determinar la metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional para el siguiente período tarifario.		el cobro del transporte de energía reactiva, analizará las situaciones en las cuales se deban efectuar pagos al OR por transporte de energía reactiva en exceso y las opciones para definir los incentivos necesarios para la corrección de esta situación por parte de los causantes.	
19	Resolución	112	30	08	2013	Por la cual se profiere laudo arbitral que resuelve el conflicto suscitado entre Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP y Compañía Energética del Tolima SA ESP, en cuanto a interpretación de unos acuerdos operativos.	Todo el documento.	Define el conflicto presentado entre Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP y Compañía Energética del Tolima SA ESP, en cuanto a la interpretación del Acuerdo Operativo suscrito entre las empresas, en el sentido que el cobro del transporte del exceso de energía reactiva de que trata el Artículo 15 de la Resolución CREG 097 de 2008 sólo aplica en los casos en los que se registre alguna cantidad de energía activa entregada y el factor de potencia sea inferior a 0,9.	Resolución CREG 009 de 1996 Resolución CREG 099 de 1997 Resolución CREG 108 de 1997 Resolución CREG 082 de 2002 Resolución CREG 047 de 2004 Resolución CREG 097 de 2008
20	Resolución	135	04	10	2013	Por la cual se modifica la Resolución CREG 025 de 1995 que establece el Reglamento de	1) Artículo 1. Control de Voltaje. 2) Artículo 2. Prueba de Potencia Reactiva.	1) Modifica el numeral 5.7 del Código de Operación que hace parte de la Resolución CREG 025 de 1995. 2) Modifica el numeral 7.4.1 del Código de Operación que hace parte de la Resolución CREG 025 de 1995.	Resolución CREG 025 de 1995

#	Doc.	Núm.	Día	Mes	Año	Alcance General	Contenido relacionado	Aspectos Principales	Asociación regulatoria
						Operación del Sistema Interconectado Nacional			
21	Resolución	079	12	06	2014	Por la cual se ordena hacer públicos los propósitos y lineamientos para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica para el periodo tarifario 2015 – 2019	1) 2. Lineamientos.	<p>1) El regulador propone realizar ajustes al tratamiento de la energía reactiva en exceso, tales como:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisión de la pertinencia del cobro de la energía reactiva en exceso en el nivel de tensión 4.</li> <li>- Fortalecimiento de las señales para los usuarios que consumen o entregan energía reactiva al sistema.</li> <li>- Análisis de la posibilidad de que alguna maniobra de un elemento de subestación pueda determinar la cantidad de la energía reactiva transportada y así generar un cobro que pueda ser evitado.</li> <li>- Revisión del impacto de la implementación de un factor de potencia más alto como señal a los usuarios finales para corregir las posibles deficiencias en este sentido.</li> </ul>	Resolución CREG 179 de 2014



**B. Anexo: Evolución cronológica del marco regulatorio asociado a la potencia y energía reactiva en Colombia**



## Bibliografía

- [1] INGENIERÍA ESPECIALIZADA S.A. Estudio de Gestión y Optimización de Potencia Reactiva del Sistema Eléctrico del Área CQR. Informe Final. Itagüí, IEB: 2009. 74 p. DOCUMENTO IEB-301-09-01-1.
- [2] GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO. Cuarto Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo. Diciembre 2012. XM: 2012. p. 83-92. Documento XM – CND – 2012 – 211.
- [3] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Gestión del Flujo de Potencia Reactiva. Documento CREG-018. CREG: 2005. p. 150-168.
- [4] THE BRATTLE GROUP y SISTEMAS DIGITALES DE CONTROL LTDA. Propuesta de Marco Regulatorio para el Manejo y Control de la Potencia Reactiva en Colombia. PROYECTO PNUD/COL/96/020 – Consultoría para el Diseño del Marco Regulatorio en Potencia y Energía Reactiva. [s.l.], los autores: 2001. 146 p.
- [5] ARBOLEDA ARANGO, María Nohemí y FRANCO RESTREPO, Pablo Javier. Gestión de la Potencia Reactiva y su Reglamentación en Colombia. Propuesta a la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Medellín, 2003. Trabajo de grado (maestría en Ingeniería con énfasis en transmisión y distribución) Universidad Pontificia Bolivariana. Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica.
- [6] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 024 de 1995. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1995, 55 p.

[7] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 025 de 1995. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1995, 141 p.

[8] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 009 de 1996. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1996, 4 p.

[9] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 099 de 1997. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1997, 28 p.

[10] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 108 de 1997. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1997, 36 p.

[11] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 070 de 1998. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1998, 63 p.

[12] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 080 de 1999. Santafé de Bogotá, D.C.: CREG, 1999, 15 p.

[13] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 061 de 2000. Bogotá, D.C.: CREG, 2000, 19 p.

[14] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 062 de 2000. Bogotá, D.C.: CREG, 2000, 17 p.

[15] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 063 de 2000. Bogotá, D.C.: CREG, 2000, 9 p.

[16] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 082 de 2002. Bogotá, D.C.: CREG, 2002, 74 p.

[17] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 092 de 2002. Bogotá, D.C.: CREG, 2002, 5 p.



- [18] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 014 de 2004. Bogotá, D.C.: CREG, 2004, 37 p.
- [19] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 047 de 2004. Bogotá: CREG, 2004, 3 p.
- [20] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 018 de 2005. Bogotá, D.C.: CREG, 2005, 14 p.
- [21] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 110 de 2007. Bogotá, D.C.: CREG, 2007, 36 p.
- [22] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 097 de 2008. Bogotá, D.C.: CREG, 2008, 135 p.
- [23] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 011 de 2009. Bogotá, D.C.: CREG, 2009, 47 p.
- [24] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 043 de 2013. Bogotá, D.C.: CREG, 2013, 17 p.
- [25] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 112 de 2013. Bogotá, D.C.: CREG, 2013, 7 p.
- [26] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 135 de 2013. Bogotá, D.C.: CREG, 2013, 4 p.
- [27] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución número 079 de 2014. Bogotá, D.C.: CREG, 2014, 9 p.
- [28] COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Circular No.063. Bogotá: CREG, 2014, 1 p.

[29] UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA. Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 164/2013 Cooperación Canadiense 82/2003 “Determinación de Costos de Transporte de Energía Reactiva en el Sistema Interconectado Nacional – SIN”. Primer Informe. Revisión de las Responsabilidades para Transmisores y Operadores de Red. Revisión 1. Pereira: UTP. 2014. P 17-18. Documento 5112326237-01.

[30] UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA. Contrato de Prestación de Servicios de Consultoría CPSC 164/2013 Cooperación Canadiense 82/2003 “Determinación de Costos de Transporte de Energía Reactiva en el Sistema Interconectado Nacional – SIN”. Segundo Informe. Recopilación de la Normatividad de Energía Reactiva en Otros Países e Identificación de Alternativas Regulatorias. Revisión 3. Pereira: UTP. 2014. 16 p. Documento 5112326237-03.

[31] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Proyección de Demanda de Energía Eléctrica en Colombia. Revisión noviembre de 2014. UPME: 2014. p. 17-31.

[32] UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión 2014 - 2028. UPME: 2015. 765 p.

[33] GERENCIA CENTRO NACIONAL DE DESPACHO. Primer Informe de Planeamiento Operativo Eléctrico de Mediano Plazo. Marzo 2015. XM: 2015. p. 165-172. Documento XM CND 023.